



Comisión

Nacional

de Energía

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

## **SÍNTESIS DEL INFORME, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

**APROBADO POR EL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN CON FECHA  
20 DE DICIEMBRE DE 2001**

**Madrid, 20 de diciembre de 2001**



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

### **SÍNTESIS DEL INFORME, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

#### **1. CONSIDERACIONES PRELIMINARES**

El presente informe se emite como consecuencia de la petición formulada a la Comisión Nacional de Energía por el Vicepresidente Segundo del Gobierno para Asuntos Económicos y Ministro de Economía.

La finalidad última del presente informe es realizar un análisis del sistema eléctrico y de gas natural que, en última instancia garantice el suministro necesario para atender la demanda con seguridad y calidad, sin poner en riesgo la libertad del mercado, de forma que permita profundizar en la competencia entre los distintos agentes. Para ello es preciso conocer las necesidades que tienen los mencionados sectores energéticos para garantizar la cobertura de la demanda y proponer, en su caso, las medidas que cubran a tiempo cualquier riesgo de desabastecimiento. Asimismo, dichas medidas de actuación inmediata deben ser congruentes con las inversiones más eficientes a largo plazo, fruto de la planificación que se está elaborando desde el Ministerio de Economía.

Para la realización del informe se ha solicitado la participación de los agentes implicados y de las Administraciones. Dicha participación, ha sido encauzada a través de los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos, en cuanto órganos de asesoramiento de esta Comisión.

El 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, y



fue aprobado por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía en su sesión del día 20 de diciembre de 2001.

Finalmente, es preciso señalar que, así como el presente informe no sustituye al proceso planificador establecido en norma, tampoco debe entenderse como eximente de la responsabilidad que, en relación con la función de velar por la seguridad del suministro energético, tienen los diversos protagonistas y, en particular, por su relevancia en la misma, los gestores técnicos del sistema.

## 2. ANTECEDENTES

Los análisis de cobertura de la demanda de energía en España, tienen su antecedente en los planes energéticos nacionales<sup>1</sup>. Dichos planes, aunque no eran vinculantes en lo relativo a la construcción de centrales eléctricas basaban 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 derivados de dicha planificación.

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

Hoy en día, la legislación española, tanto en lo relativo al sector eléctrico como al del gas natural, establece que la planificación tiene *carácter indicativo*, salvo en lo relativo a las instalaciones de transporte eléctrico y los gasoductos de la red básica y los almacenamientos de reservas estratégicas. Esta planificación tiene que ser realizada por el Gobierno con la participación de las Comunidades Autónomas y será presentada al Congreso de los Diputados.

---

<sup>1</sup> Estos planes han tenido tradicionalmente los objetivos de aprovechar al máximo los recursos autóctonos y fomentar los cambios estructurales hacia esquemas productivos menos consuntivos en energía. Así, el último de los planes energéticos nacionales tenía como objetivos la minimización del coste energético, la diversificación, el mayor autoabastecimiento y la protección medioambiental.



La *cobertura de la 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.

Como fruto del papel supervisor del Estado, en el caso de que se detectaran riesgos inadecuados deberían subsanarse mediante la incorporación de reglas que dieran al mercado las señales adecuadas que garantizaran un nivel apropiado de cobertura. Estas reglas han de establecerse con tiempo suficiente, ya que las decisiones se toman hoy, pero, las consecuencias son para el futuro, y deben tener la suficiente estabilidad en el tiempo.

Para el sector eléctrico, el riesgo de no alcanzar un *equilibrio oferta-demanda* en el largo plazo estriba en que exista una generación insuficiente para cubrir la demanda en algún periodo. Para el caso del gas natural, este riesgo supone que exista un aprovisionamiento insuficiente o fallido, que puede presentarse en el caso de que los países productores de gas restrinjan, por razones políticas o de cártel, el gas que suministran, ya sea directamente o a través del precio.

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 y una mayor cooperación entre países, son factores que reducen el riesgo de desabastecimiento.

Además, para que exista un suministro seguro es imprescindible que la red sea capaz de transferir la energía desde los centros de producción hasta el consumo. En el caso español, la planificación de la red de transporte, por su carácter de *monopolio natural*, tiene carácter vinculante para los distintos sujetos que actúan en el sistema. Pero existe un matiz importante que diferencia en la actualidad la planificación de la red de transporte eléctrica de la planificación de la red de gas natural: esta última, tiene el carácter de mínimo exigible para la garantía del suministro. 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 sistema, lo que conlleva un riesgo de proliferación de instalaciones de dudosa necesidad para el mismo. Esto es, la convivencia de una red planificada con una libre, que puedan estar sujetas al mismo régimen retributivo, parece muy compleja.

Sin embargo, este concepto de planificación de mínimos no aparece referido a la planificación eléctrica. Por consiguiente, podría ser más adecuado que la planificación de la red de gas fuera realmente *vinculante*; esto es, suprimir el concepto de mínimo en la misma e incluir en la mencionada planificación también a las plantas de regasificación.

En conclusión, una planificación de las actividades reguladas y una supervisión de la cobertura de la demanda de energía eléctrica y de gas natural es compatible con un mercado en competencia, en el que la libre iniciativa empresarial ha de tomar las decisiones de inversión necesarias para la incorporación de energía al sistema. Es más, una red suficiente 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.

### **3. LA SITUACIÓN ACTUAL**

La Comisión Europea en su propuesta de modificación de Directiva, considera que un objetivo básico de servicio público –como es el derecho, para los consumidores domésticos de 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



diversos factores: prácticas de precios anticompetitivas y oligopolísticas; congelación de los precios al por menor; 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; falta de interconexiones y acuerdos de suministro con los Estados colindantes; carencia de acuerdos comerciales adecuados con otros Estados, etc.

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. A continuación se describe el equilibrio oferta demanda actual para el sistema de gas natural y de energía eléctrica.

### **3.1 ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE GAS NATURAL**

El gas natural en España se caracteriza, en particular, por su relativamente reciente incorporación al sector energético español, así como por haber mantenido un continuo 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.

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 de la Unión Europea, se pone de manifiesto que España todavía presenta un porcentaje de participación del gas natural *sensiblemente inferior* al existente en dichos países, siendo, por tanto, todavía alto el potencial de crecimiento en el futuro.

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. Las características que definen la industria del gas natural en España son las que se resumen a continuación.

En primer lugar, la práctica *ausencia de yacimientos* nacionales de gas de tamaño significativo y la lejanía de los yacimientos existentes, 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 poder 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 de gas 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 para cumplir la Ley, 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 más frecuentes los contratos de suministro de GNL a plazos más cortos, de menos de dos años de duración.

Finalmente, en sexto lugar, 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.

Por otro lado, la demanda de gas natural, históricamente se divide en tres tipos de consumo: doméstico-comercial, industrial y de generación eléctrica. El crecimiento de la demanda de gas es significativo siendo para los dos últimos años del 13% y 15% respectivamente. La demanda total en 2000 de 16,9 bcm.

Con respecto a la oferta, España carece prácticamente de gas natural ya que no posee yacimientos, por lo que el abastecimiento de gas proviene en más del 98% de otros países. En la oferta se aprecia el papel preponderante de Argelia como primer país suministrador de gas a España con un 60% en 2000, seguido de Noruega 13%, Nigeria 11% y otros países como Libia, Trinidad y Tobago y países del golfo con porcentajes por debajo del 5%. La producción nacional fue de un 1%. En 2000 aproximadamente la mitad del gas natural consumido entró en fase líquida, como GNL.

En lo referente al funcionamiento del mercado, en 2000 participaron en los aprovisionamientos al mercado español nuevas compañías comercializadoras: BP, Cepsa y Shell accediendo a las plantas de regasificación de Huelva y Barcelona mediante contratación de buques de GNL. En el primer semestre del año 2001, un 34% del total de la demanda de gas se suministró mediante empresas comercializadoras, correspondiendo más de una quinta parte de este porcentaje a nuevas compañías sin presencia hasta la fecha en el mercado español del gas y el resto a la principal compañía.

Con respecto a las infraestructuras actuales de gas natural en España, éstas se componen de tres plantas de regasificación de gas natural licuado en operación 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.



La *demanda punta* del sistema se produjo el día 25 de enero de 2000 con 656 Mte/día. Para atender a esta demanda, se dispone de una capacidad de entrada al sistema de 708 Mte/día, que es la máxima demanda que podría cubrirse con las infraestructuras actuales. De estos 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.

En consecuencia, en la situación actual, el margen disponible para la cobertura el día de máxima demanda histórica es solamente del 8%. Por consiguiente, se ve la necesidad de acometer con urgencia los refuerzos de las infraestructuras.

En cuanto al funcionamiento actual de las plantas de regasificación, la descarga de buques metaneros de grandes dimensiones solo puede realizarse en la planta de Huelva<sup>2</sup>. 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 capacidad de tanques.

En cuanto a las infraestructuras de almacenamiento subterráneo, en la actualidad se precisa aumentar la capacidad de almacenamiento hasta completar los 35 días de almacenamiento estratégico exigidos por la ley. En 2000 la capacidad útil de almacenamiento fue equivalente a 33 días de las ventas firmes de gas<sup>3</sup>. Asimismo existe la necesidad de aumentar la relación entre la capacidad de extracción y la capacidad de almacenamiento<sup>4</sup>.

---

<sup>2</sup> Los buques metaneros de mayor capacidad, de 140.000 m<sup>3</sup> de GNL, tienen capacidad de atraque en los puertos de Huelva y Cartagena. La capacidad actual de atraque en Barcelona es de buques de 80.000 m<sup>3</sup>. La planta en construcción de Bilbao también permitirá el atraque de grandes metaneros.

<sup>3</sup> El almacenamiento útil engloba tanto la capacidad operativa, estacional y estratégica.

<sup>4</sup> La capacidad útil de almacenamiento subterráneo es de 1.275 Mm<sup>3</sup>(n), siendo el caudal máximo de inyección de 287.500 m<sup>3</sup>(n)/h y el de extracción de 358.333 m<sup>3</sup>(n)/h.



Además, existe un déficit de capacidad de almacenamiento de GNL en los tanques de todas las plantas<sup>5</sup>. Es decir, es preciso una adaptación al Real Decreto 949/2001 en cuanto a disponibilidad de capacidad de almacenamiento en tanques en las plantas de regasificación: cinco días hasta el 2004 y diez días a partir del 2004.

En cuanto a las infraestructuras de transporte, existe un escaso mallado, que hace vulnerables ciertas áreas geográficas ante limitaciones temporales de las entradas por puntos concretos, como es el caso de Cataluña, que ante indisponibilidad continuada de la planta de regasificación en Barcelona vería comprometido su suministro.

### **3.2 ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

La demanda de energía eléctrica está experimentando un crecimiento muy significativo en los últimos años, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas extrapeninsulares: en los tres últimos años la demanda eléctrica ha crecido por encima del 5% en el sistema peninsular y del 7% en el sistema extrapeninsular.

Con respecto a la oferta de energía eléctrica, ésta presenta una estructura diversificada en cuanto a tecnologías. Dada la escasez de conexiones internacionales, la oferta cubre con producción nacional prácticamente la totalidad de la demanda. En este sentido, es preciso resaltar la diversificación de las fuentes de producción de energía eléctrica española, así como el relevante grado de autoabastecimiento del sistema eléctrico español. Por combustibles en 2000, el menú de producción de energía eléctrica fue un 30% carbón nacional, 7% carbón importado, 13% hidroeléctrico, 30% nuclear, 3% fuel, 2% gas natural, 13% régimen especial y 2% intercambios internacionales. Cada uno de los *mercados*

---

<sup>5</sup> La capacidad total de almacenamiento de GNL actual de 455.000 m<sup>3</sup> junto con la capacidad de regasificación máxima da lugar a 5,3 días de autonomía



*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 a los del petróleo.

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 un 9%, debido fundamentalmente a la estabilización de la producción por cogeneración.

En lo que respecta a la red de transporte de energía eléctrica, en la actualidad está compuesta del orden de 15.000 km de circuitos a 400 kV, 17.000 km a 220 kV y con una transformación de 46.500 MVA de 400 kV a 220 ó 132 kV. La red de transporte de energía eléctrica es una red robusta, suficientemente mallada que origina relativamente pocas restricciones. Sin embargo, presenta un déficit relevante en cuanto a las conexiones internacionales, de las que de forma reiterada se ha constatado su escasa capacidad.

En cuanto al funcionamiento del mercado de producción, la participación de los comercializadores en el mismo 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.

Respecto a la cobertura de la demanda punta, hasta el momento, la dimensión del equipo generador peninsular ha permitido dicha cobertura con suficiencia de las demandas máximas de potencia, aunque continúa el proceso de acercamiento entre la punta máxima del año y la potencia instalada. La potencia instalada incluyendo el régimen especial está por encima de 52.000 MW estando la potencia máxima histórica por encima de 33.000 MW. Sin embargo, es preciso



manejar los datos anteriores con mucha precaución, dado que a partir de ellos se pueden extraer conclusiones erróneas. Así, a primera vista parece clara la suficiencia en cuanto a cobertura de potencia. Sin embargo, son muchos los factores que influyen en la misma: la hidrología, dado el porcentaje significativo de potencia hidráulica instalada en España y, por tanto, sometido a la errática climatología; la disponibilidad real de la generación en régimen especial, sensiblemente menor a la potencia instalada y de difícil control; la propia disponibilidad de los grupos en régimen ordinario; los problemas zonales de carencia de generación; la concurrencia de fallos, etc.

Finalmente, esta demanda de potencia máxima histórica, de 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.

#### **4. LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.**

La incertidumbre en la previsión de la demanda de energía eléctrica es semejante a la asociada al mercado convencional de gas, siendo reflejo en ambos casos de la actividad económica, de la climatología, de la laboralidad, etc.

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 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 contemplado 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 considerado en años posteriores, obteniéndose una mayor seguridad de que la senda de crecimiento de la demanda se sitúe dentro de los escenarios aquí previstos.

#### **4.1 LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL**

Del análisis de la información recibida del Gestor Técnico del Sistema gasista, las compañías distribuidoras y los promotores de ciclos combinados, se ha constatado que existen pocas discrepancias en la estimación de la demanda para el mercado convencional; sin embargo, la demanda de gas asociada a los nuevos ciclos combinados presenta sensibles diferencias en su estimación por parte de los agentes del sistema.

##### **4.1.1 La previsión de la demanda de gas del mercado convencional**

La demanda de gas en el mercado convencional se compone de dos segmentos de mercado: doméstico-comercial e industrial. Mientras que el primero se caracteriza por su estacionalidad y por la alta correlación de su demanda con la temperatura, el segundo presenta un perfil de demanda más uniforme a lo largo del año, relacionado directamente con el nivel de producción y de actividad industrial e inversamente con el precio del gas.

En la figura siguiente se muestra la estimación de demanda para el mercado convencional, en el escenario más probable, para el que el incremento medio anual esperado es del 8%.



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Inc medioanual
	[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 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%
<b>DEMANDA CONVENCIONAL</b>	<b>16,9</b>	<b>18,4</b>	<b>20,1</b>	<b>22,0</b>	<b>23,4</b>	<b>24,8</b>	<b>8,0%</b>
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%

Figura 4.1.6. – Previsión de la Demanda Escenario Más Probable en el Mercado Convencional.  
Fuente: ENAGAS, Distribuidoras y elaboración propia

Para el diseño y operación del sistema, es más relevante la previsión de la demanda en los días punta, que la previsión de energía.

La demanda punta de gas en el mercado convencional se da en el periodo invernal. El llamado factor de carga, o la relación entre la demanda en el día punta y la demanda diaria media, para el mercado doméstico y comercial ha variado durante el último decenio entre 3 y 4, dependiendo de la climatología. En el mercado industrial, el factor de carga ha sido del orden del 1,1. Para el conjunto del mercado convencional el factor de carga se amortigua, por el mayor peso del consumo industrial, quedando en un 1,5; siendo 1,6 el valor máximo alcanzado.

En la figura se muestran las previsiones de demanda punta del mercado convencional, estando el crecimiento medio previsto en el orden del 10%.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Incr 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%

Figura 4.1.15. - Previsión de la Demanda Punta del Mercado Convencional en el Escenario Más Probable. Fuente ENAGAS y CNE.



#### **4.1.2 La previsión de la demanda de gas asociada a los ciclos combinados.**

La previsión de la demanda de gas asociada al funcionamiento de las nuevas centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado de gas, es difícil y está sujeta a una gran volatilidad. Son muchos los factores que influyen: el precio del pool eléctrico, el coste del gas, la hidráulicidad, la demanda eléctrica, la oferta de producción eléctrica, la evolución del régimen especial, las congestiones en infraestructuras, etc. Variables todas ellas que influyen en el número de horas de funcionamiento de las centrales, originando una gran volatilidad en la previsión.

Asimismo, todavía es preciso añadir a esta variabilidad la asociada a la indeterminación temporal en la incorporación de los nuevos proyectos. En la fecha de elaboración de este informe existen 52 grupos de 400 MW (20.800 MW) con el proyecto iniciado y fecha de incorporación estimada antes del 31 de diciembre de 2005. En total, cuentan con autorización administrativa 22 grupos de 400 MW habiendo ya firmado contrato de acceso a la red de gas 26 grupos de 400 MW. El número de grupos que tienen contrato de acceso o autorización administrativa o ambas cosas es de 32, esto es: 12.800 MW.

De la múltiple información manejada acerca de la incorporación de los nuevos grupos, tal como se detalla en el capítulo 4 de este informe, se han extraído finalmente tres escenarios de previsión de punta: un escenario superior que recoge la posibilidad de que entren en funcionamiento todos los ciclos anunciados en las fechas declaradas por los promotores; un escenario central, que recoge los grupos que presentan actualmente mayor grado de avance del proyecto (disponen de autorización y/o de contrato de acceso a la red de gas); y un escenario inferior, que toma el escenario central del Gestor Técnico del Sistema eléctrico. En la figura se muestra la incorporación de potencia eléctrica en cada uno de los escenarios considerados.

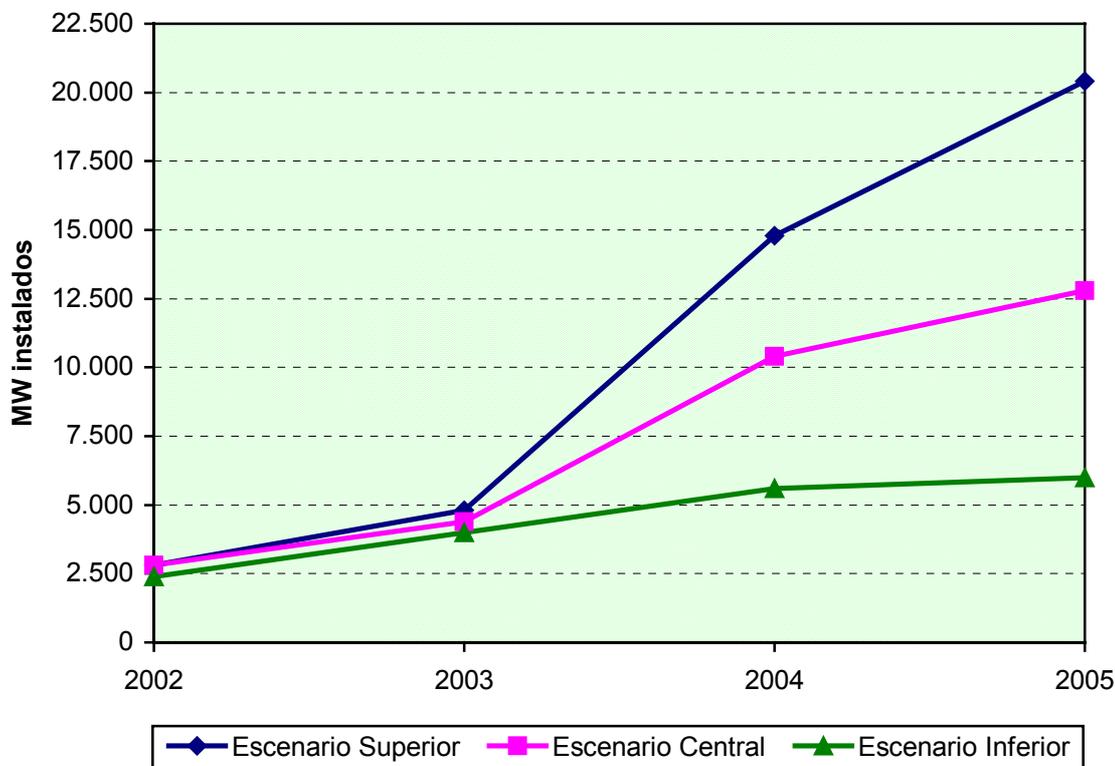


Figura 4.1.26. Escenarios de implantación de ciclos combinados

Como ya se ha mencionado en la parte relativa al mercado convencional y con el fin de garantizar el funcionamiento de las nuevas centrales, a efectos de diseño y operación de la red de gas el parámetro a considerar es la demanda punta, es decir, los Mte/día. En la figura siguiente se muestra la previsión asociada a cada escenario.

	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Escenario Alto	109	187	577	796
Escenario Medio	109	172	406	499
Escenario Bajo	94	156	218	234

Figura 4.1.37. - Demanda Punta de gas de Ciclos Combinados. Fuente: CNE



#### 4.1.3 Previsión de la demanda total de gas natural.

La demanda de gas será la suma de las demandas correspondientes a los dos mercados: convencional y ciclos combinados.

Como ya se ha indicado, la previsión más importante para dimensionar la red futura es la previsión de demanda punta. La estimación del total de la demanda punta en cada año se recoge en la figura siguiente, en la que se indica que puede variar entre 1.491 GWh/día y 2.199 GWh/día en 2005 (entre 1.282 y 1.891 Mte/día).

	2001	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Escenario Alto	755	980	1.167	1.617	1.891
Escenario Medio	755	943	1.109	1.401	1.547
Escenario Bajo	755	927	1.094	1.214	1.282

Figura 4.1.50. – Previsión de la Demanda Punta en el Sistema Gasista. Fuente: CNE

A pesar de la gran variabilidad que puede presentar el volumen de demanda anual de gas asociada a los ciclos, en la figura siguiente se muestra una previsión en la que se incorpora una estimación de la misma.

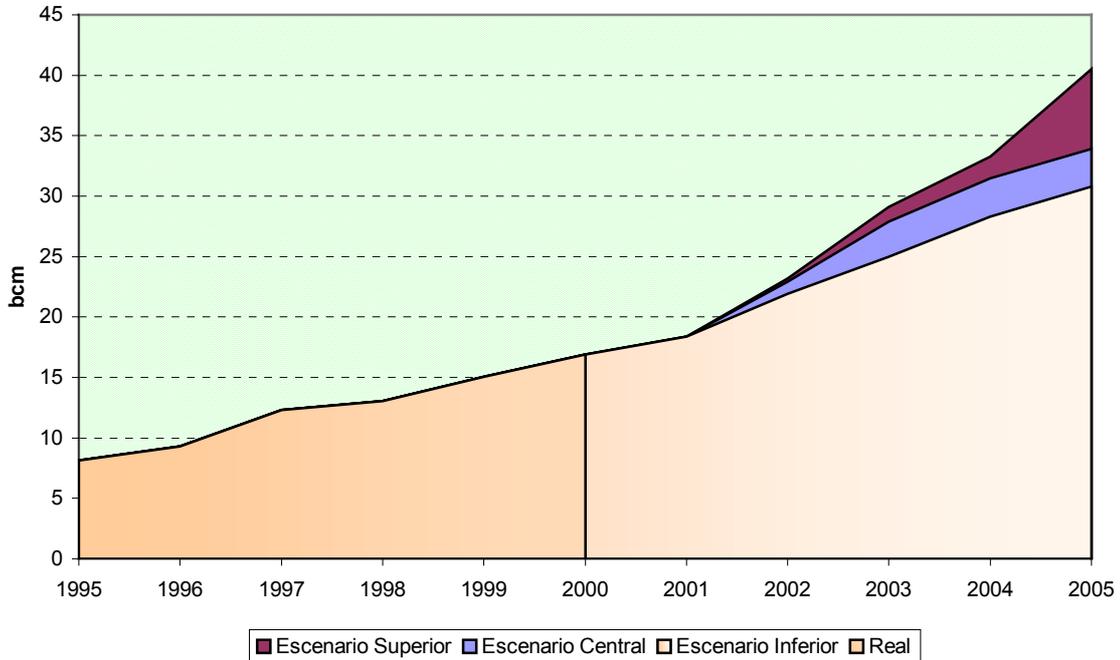


Figura 4.1.43. Evolución de la Previsión de la Demanda por Escenarios. Fuente: elaboración propia

Finalmente y, en todo caso, dadas las incertidumbres asociadas a la previsión de la demanda, es 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 LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La incertidumbre en la previsión de la demanda de energía eléctrica es semejante a la asociada al mercado convencional de gas, siendo reflejo en ambos casos de la actividad económica, de la climatología, de la laboralidad, etc.

La figura siguiente, muestra la previsión para cada uno de los años considerados.



Previsión	2001		2002		2003		2004		2005	
	Demanda b.c (TWh)	Punta Invierno (MW)								
INFERIOR	203	33.067	210	34.006	216	34.771	223	35.655	229	36.348
CENTRAL	204	34.201	213	35.445	219	36.242	226	37.164	232	37.886
SUPERIOR	207	34.904	218	36.469	224	37.289	231	38.237	237	38.980
EXTREMO SUP	209	36.700	220	37.400	227	38.500	234	39.300	240	40.300
C. SOSTENIDO	207	34.904	218	36.469	229	38.121	241	39.892	252	41.447

Figura 4.2. Previsiones del crecimiento de la demanda de electricidad. Fuente: REE y CNE

Se ha estimado que la demanda punta, puede variar desde 36.300 hasta 41.400 MW en punta de invierno; y entre 33.400 y 38.000 MW en punta de verano, en 2005.

#### 4.3 CONCLUSIONES PRELIMINARES.

Mientras que el mercado convencional ha sido el que ha proporcionado la base sobre la que se ha desarrollado la actual infraestructura gasista, el nuevo mercado de gas para los ciclos combinados es un mercado en fase inicial de desarrollo. El primero se caracteriza por su gran extensión geográfica y multiplicidad de consumidores. El segundo por pocos puntos de consumo pero de gran volumen unitario y en consecuencia de gran incidencia en la infraestructura gasista.

La siguiente figura muestra la evolución de los crecimientos esperados de demanda punta en los escenarios centrales, para los mercados eléctrico y gasista, expresada esta demanda en unidades de potencia. Se han representado de forma conjunta ambos sistemas con el único objeto de comparar sus evoluciones relativas, ya que en el caso del gas se trata principalmente de una energía primaria, que además interviene activamente en la generación eléctrica, y en el otro caso de una energía final<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> La energía primaria es aquella que no ha sido sometida a ningún proceso de conversión. La energía final es la suministrada al consumidor para ser convertida en energía útil.

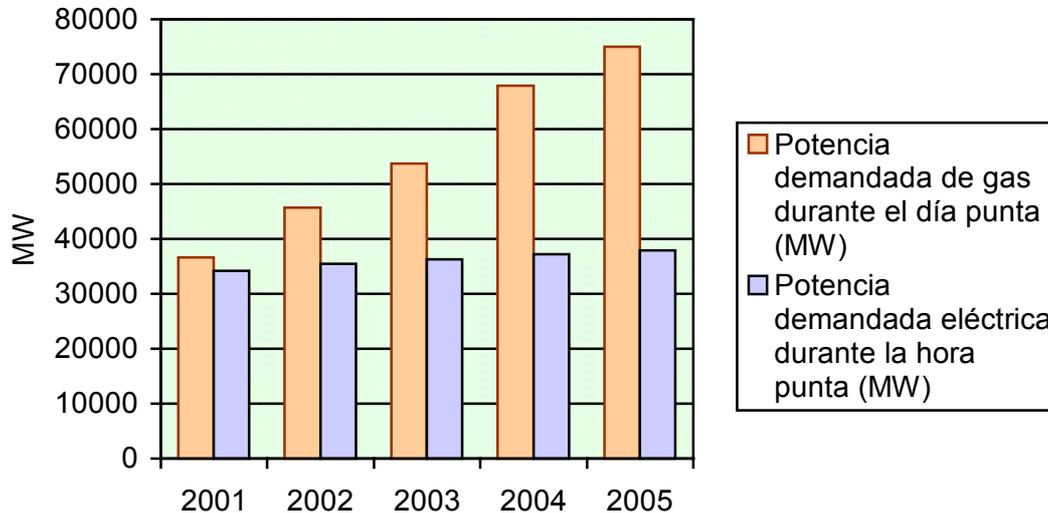


Figura 4.3.6 Evolución de los crecimientos esperados de caudal máximo diario expresado en MW, en lugar de Mte/día, de gas natural y de energía eléctrica en MW. Fuente: elaboración propia

De la figura se desprende el elevado crecimiento de la demanda de gas respecto a la eléctrica. El crecimiento medio anual correspondiente al escenario central de demanda punta para el sistema de gas natural es del 20%, mientras que para el sector eléctrico es del 3%.

Por tanto, si ya puede ser necesario un esfuerzo inversor significativo en infraestructuras para el abastecimiento de los mercados convencionales, lo es más en el caso del gas al considerar los consumos asociados a los nuevos ciclos combinados.

## 5. LA PREVISIÓN DE LA OFERTA DE ENERGÍA.

### 5.1 PREVISIÓN DE LA OFERTA DE GAS NATURAL

La previsión de la oferta de gas natural se ha construido a partir de la información facilitada por las compañías comercializadoras y transportistas. Las primeras suministran al mercado liberalizado, las segundas al mercado a tarifa.



La previsión de la oferta es incierta. Está basada en las hipótesis de captación de clientes que tienen las empresas comercializadoras y, en consecuencia, del éxito de sus expectativas. No obstante, y a pesar de su imprecisión resulta indicativa de cuáles serán las tendencias y características futuras de los aprovisionamientos de gas: países de origen, gas natural o gas natural licuado, duración de los contratos, etc.

Los aprovisionamientos deberán cubrir la demanda de gas en cualquiera de los escenarios, 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. 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, la formación de precios del gas sea el resultado del libre juego del mercado.

En la siguiente figura se muestra la previsión de la oferta de gas natural según su estado físico: gas o líquido. En ellas se aprecia el aumento esperado de la importancia del GNL en el balance de aprovisionamientos futuro pudiendo llegar a representar más del 70% de la oferta de gas. Este hecho es el resultado de la limitada interconexión mediante gasoductos con Europa y Argelia que en la actualidad se encuentran saturados con los contratos de aprovisionamiento vigentes. A este respecto se ha considerado el proyecto en curso, de ampliación de la capacidad del gasoducto del Magreb, a partir de 2004 de 3 bcm/año. Asimismo existe un proyecto en curso, de conexión con Francia por el País Vasco con capacidad de 0,5 bcm/año.

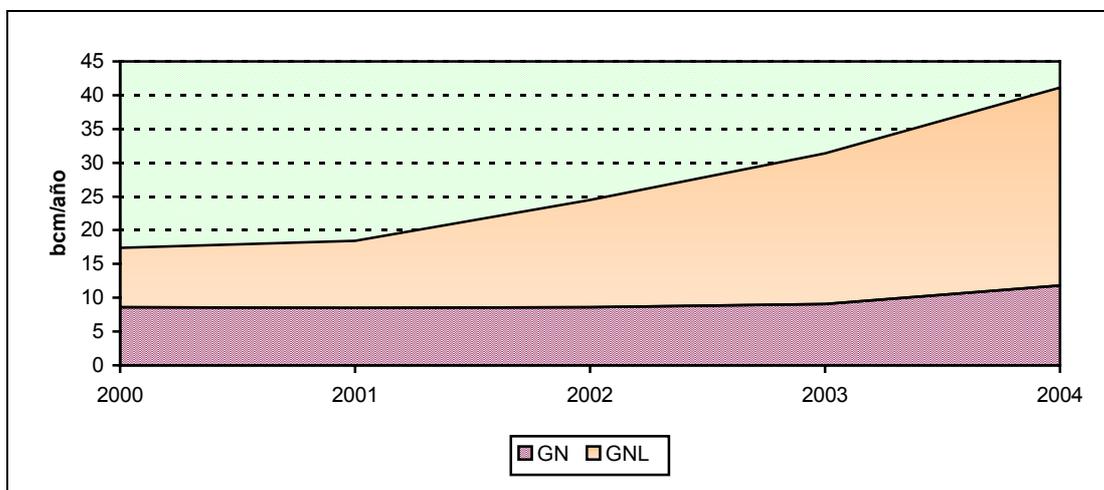


Figura 5.1.2. Previsión de la oferta de gas natural por tipo de suministro: gas natural o gas natural licuado.  
Fuente: elaboración propia

La previsión en la diversificación de la oferta de gas natural se muestra en la siguiente figura 5.1.4 que sigue mostrando a Argelia como principal país origen del gas, seguido de Nigeria, Trinidad y Tobago, Noruega y otros.

	2000 bcm	2001 bcm	2002 bcm	2003 bcm	2004 bcm
<b>Nacional</b>	<b>0,1</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,2</b>
<b>Europa</b>	<b>2,3</b>	<b>2,3</b>	<b>2,5</b>	<b>2,9</b>	<b>2,9</b>
Noruega	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2
Resto de Europa	0,0	0,0	0,3	0,7	0,7
<b>África</b>	<b>13,2</b>	<b>12,4</b>	<b>13,2</b>	<b>15,9</b>	<b>19,4</b>
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
<b>O. Medio</b>	<b>0,8</b>	<b>2,0</b>	<b>2,5</b>	<b>3,4</b>	<b>2,3</b>
<b>Trinidad y Tobago</b>	<b>0,8</b>	<b>0,0</b>	<b>1,4</b>	<b>1,8</b>	<b>3,3</b>
<b>Origen No Especificado (2)</b>	<b>0,4</b>	<b>1,2</b>	<b>4,4</b>	<b>6,8</b>	<b>13,0</b>
<b>Total Oferta</b>	<b>17,3</b>	<b>18,4</b>	<b>24,5</b>	<b>31,4</b>	<b>41,1</b>

(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 5.1.4. – Distribución por país de origen de la oferta



## 5.2 PREVISIÓN DE LA OFERTA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SIN CONSIDERAR LA INCORPORACIÓN DE CICLOS COMBINADOS.

### La oferta en el sistema peninsular.

La producción de energía eléctrica es una actividad liberalizada, de manera que las decisiones acerca del parque generador serán el resultado de las expectativas de rentabilidad de las compañías.

De la información aportada por las empresas, la aportada por el Gestor Técnico del Sistema eléctrico y de la información de la vida útil de los grupos, se ha confeccionado dos escenarios de previsión de cierres de generadores en régimen ordinario. Con ello, se han confeccionado las previsiones de potencia instalada en régimen ordinario en los próximos años, mostradas en las figuras siguientes.

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
<b>Total potencia instalada</b>	<b>43.300</b>	<b>43.378</b>	<b>42.293</b>	<b>41.240</b>	<b>40.240</b>

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. Fuente: elaboración propia

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
<b>Total potencia instalada</b>	<b>43.150</b>	<b>42.728</b>	<b>42.240</b>	<b>40.869</b>	<b>39.970</b>

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. Fuente: elaboración propia



Para confeccionar la estimación de potencia de régimen especial se han considerado las previsiones realizadas por el Gestor Técnico del Sistema, 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 la evolución experimentada por este régimen en los últimos años. Dentro del Régimen Especial se encuentran incluidas aquellas instalaciones que cumpliendo una serie de requisitos, utilizan como combustible energías renovables o residuos o son de cogeneración.

En la siguiente figura se presenta la evolución esperada de la potencia instalada en régimen especial. Estas previsiones estiman que para 2005 se instalarán unos 5.200 MW en régimen especial adicionales a los 9.687 MW instalados actualmente; de los cuales el 75% corresponderá a energía eólica.

<b>POTENCIA INSTALADA (MW)</b>	<b>2.001</b>	<b>2.002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
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
<b>TOTAL TÉRMICOS</b>	<b>5.530</b>	<b>5.950</b>	<b>6.220</b>	<b>6.490</b>	<b>6.710</b>
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
<b>TOTAL NO TÉRMICOS</b>	<b>4.994</b>	<b>6.048</b>	<b>6.914</b>	<b>7.582</b>	<b>8.164</b>
<b>TOTAL (MW)</b>	<b>10.524</b>	<b>11.998</b>	<b>13.134</b>	<b>14.072</b>	<b>14.874</b>

Figura 5.2.5. Previsiones de evolución del régimen especial en la península por tecnologías. Fuente : REE y CNE.

### **La oferta en los sistemas extrapeninsulares.**

La previsión de potencia instalada de energía eléctrica en régimen ordinario para los próximos años para los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias se muestra en las figuras siguientes.



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
<b>Total Baleares</b>	<b>1.389</b>	<b>1.546</b>	<b>1.516</b>	<b>1.574</b>	<b>1.625</b>

Figura 5.2.14. Previsiones de potencia en Baleares. Fuente: Plan Director Sectorial Energético de las Islas Baleares

Escenario sin gas natural (MW)					
Isla	2001	2002	2003	2004	2005
Gran Canaria		80		50	50
Tenerife		80		50	
Lanzarote-Fuerte Ventura	36		18	18	
La Palma		12			
Gomera		2,9			
Hierro				2	
<b>Total instalado /año</b>	<b>36</b>	<b>175</b>	<b>18</b>	<b>120</b>	<b>50</b>
<b>Total acumulado</b>	<b>36</b>	<b>211</b>	<b>229</b>	<b>349</b>	<b>399</b>

Figura 5.2.15. Previsiones de potencia adicional instalada en Canarias. Escenario sin Gas Natural. Fuente: ENDESA

Para la ciudad autónoma de Ceuta se prevé que entren en operación dos generadores diesel de 12 MW uno en 2001 y otro en 2003. Para Melilla la previsión es la misma, aunque el segundo generador se adelantaría al 2002.

### 5.3 PREVISIÓN DE LA OFERTA DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA ASOCIADA A LOS CICLOS COMBINADOS.

La figura siguiente muestra el calendario previsto de incorporación de nuevas centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado de gas, conforme a la estimación hecha por sus promotores.



CENTRAL	PROPIETARIOS	POTENCIA NOMINAL (MW)	OPERACIÓN COMERCIAL PREVISTA	AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA	CONTRATO DE ACCESO A LA RED DE GAS	COMBUSTIBLE ALTERNATIVO Combust. (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	Guadalcaçin 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 Energia (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			

Figura 5.3.1. Estado de los proyectos de construcción de las centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado de gas. Fuente: promotores CCGT y CNE



## 6. LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL Y DE ENERGÍA ELÉCTRICA SIN CONSIDERAR RESTRICCIONES DE RED.

Con los valores de demanda y oferta previstos, se analiza ahora la cobertura de la demanda sin tener en cuenta las restricciones derivadas de las infraestructuras de red.

### 6.1 LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL.

Como se muestra en la figura siguiente, la oferta en los años 2001 y 2002, teniendo en cuenta los suministros comprometidos y los suministros en negociación declarados por los agentes, está sensiblemente ajustada a la demanda y ligeramente por encima de la misma. Para los años 2003 y 2004 supera significativamente la demanda en cualquiera de los escenarios previstos.

	2001	2002	2003	2004
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]
<b>DEMANDA</b>				
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
<b>Oferta</b>	<b>18,4</b>	<b>24,5</b>	<b>31,4</b>	<b>41,1</b>
<b>Balance Oferta – Demanda:</b>				
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

Figura 6.1.1. – Balance de Oferta-Demanda de gas natural. Fuente: Elaboración Propia

La variabilidad de la demanda futura se ha de cubrir con las flexibilidades que habitualmente poseen los contratos de aprovisionamiento y con las disponibilidades de gas que puedan ofrecer los productores de gas.

Entre los riesgos que pueden afectar al suministro y aprovisionamiento de gas están la propia evolución de la demanda y los riesgos operativos y técnicos en la disponibilidad de gas: cese temporal o retraso del abastecimiento desde un



determinado país o instalación productora de gas, parada temporal de una planta de regasificación por incidencias técnicas, dificultades en la descarga de GNL por motivos meteorológicos, etc.

Los criterios de seguridad han de servir para minimizar estas situaciones de riesgo de suministro. En la legislación actual, la Ley 34/98, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece para los transportistas y comercializadores la obligatoriedad del mantenimiento de unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 35 días de sus ventas en firme y para los consumidores cualificados que no se suministren de un comercializador de 35 días de sus consumos firmes. También establece las medidas de actuación en situaciones de emergencia por escasez de suministros y para el uso de las reservas estratégicas de gas natural. La figura siguiente muestra las necesidades de almacenamiento para cumplir con los 35 días de ventas firmes.

	2001	2002	2003	2004	2005
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]
<b>DEMANDA FIRME</b>					
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
<b>Existencias de Seguridad (35 días)</b>					
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

Figura 6.1.4.- Estimación del Existencias Mínimas de Seguridad. Fuente: Elaboración Propia

Para poder llevarlo a la práctica es necesario desarrollar el Real Decreto que ha de regular la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y la diversificación del abastecimiento de gas natural y acometer la construcción de los proyectos necesarios para disponer de la adecuada capacidad de almacenamiento, teniendo en cuenta, además, que se debe disponer de suficiente capacidad de almacenamiento para cubrir las necesidades de la operación normal



de la actividad, por el marcado carácter estacional de la demanda. Asimismo se considera también necesario tener la suficiente capacidad operativa de emisión horaria y diaria para hacer frente a situaciones de demanda punta.

Además, la Ley 34/98, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, obliga a que no exista una dependencia en los aprovisionamientos superior al 60% de un mismo país. De acuerdo a las previsiones dadas por los agentes ningún país sobrepasa el límite del 60%. Sin embargo, es posible que el porcentaje de gas de Argelia pueda ser mayor transitoriamente, a medida que se concreten los orígenes de los aprovisionamientos de los que actualmente no se tiene constancia de su procedencia.

Por otro lado, el Real Decreto 949/2001, establece que el peaje de regasificación incluya un almacenamiento operativo de GNL en planta equivalente a diez días de la capacidad contratada diaria a partir del año 2004, que equivale a dotar a los suministros en forma de GNL de un margen de seguridad de gas dentro de las instalaciones gasistas. En la figura siguiente se muestran las capacidades necesarias de GNL para poder cumplir con este requisito.

	2001 bcm	2002 bcm	2003 bcm	2004 Bcm
<b>Demanda a cubrir por GNL</b>				
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 <sup>3</sup> GNL			
Escenario Inferior	388	535	666	1.350
Escenario Central	388	559	713	1.668
Escenario Superior	388	586	765	1.988

Figura 6.1.6. – Capacidad necesaria de Almacenamiento de GNL en Plantas de Regasificación. Fuente: Elaboración Propia

Adicionalmente a lo establecido por la reglamentación actual, se propone establecer un procedimiento de determinación del valor de la punta diaria de gas y del nivel de riesgo máximo de falta de suministro que es aceptable asumir, de



cara a establecer un umbral de capacidad de emisión diaria de entrada de gas necesaria para cubrir la demanda.

Además, se considera necesario tener en cuenta un fallo temporal en alguna de las entradas de gas al sistema que, aunque tiene una probabilidad pequeña de ocurrir, no es nula y que podría resolverse mediante el dimensionamiento adicional en las diferentes entradas de gas o mediante la dotación en cada entrada de suficientes instalaciones redundantes. En cualquier caso, se considera preciso desarrollar los criterios de seguridad que han de soportar la planificación de las infraestructuras gasistas.

## **6.2 LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

### **LA COBERTURA DE LA DEMANDA EN EL SISTEMA PENINSULAR.**

La necesidad de nueva potencia eléctrica viene determinada por el crecimiento de la demanda y por la evolución del equipo disponible.

Las hipótesis de disponibilidad consideradas para el parque de generación han sido las siguientes: para las centrales en régimen ordinario la probabilidad de fallo fortuito varía desde un 9% para los grupos de hulla-antracita y lignito pardo a un 6% para centrales de carbón importado. Para centrales hidráulicas se considera un coeficiente de disponibilidad de 0,62 salvo para el bombeo que es de 0,8.

En cuanto a la disponibilidad de la producción asociada al régimen especial se considera que la potencia media entregada al sistema está 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 (de 4.500 horas para plantas de residuos a 1.200 horas para instalaciones solares). La potencia media entregada por tecnología es la siguiente: 41% de la potencia nominal en el caso de la cogeneración, 14% en instalaciones solares, 26% en los parques eólicos, 30% en centrales hidráulicas, 39% en plantas de biomasa, 52% en



instalaciones de residuos. La aportación de potencia se estima que será superior entre un 10 ó 15% a la potencia media en punta, e inferior en valle.

El criterio principal que se ha empleado para evaluar la necesidad de potencia en el sistema es el Índice de Cobertura<sup>7</sup>, que siguiendo el criterio indicado por el Gestor Técnico del Sistema eléctrico es deseable que se mantenga en niveles iguales o superiores a 1,1.

Las principales incertidumbres naturales, para saber si hay suficiente potencia instalada, son el crecimiento de la demanda y la disponibilidad de potencia y 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 superiores a los recogidos en este estudio.

Con estas premisas, se han obtenido los valores indicativos de potencia adicional necesaria para alcanzar el nivel de cobertura para cada escenario. Para identificar el número de grupos precisos se ha considerado que toda la incorporación de potencia en el régimen ordinario se hará mediante centrales de ciclo combinado de gas, empleando unidades homogéneas de 400 MW de potencia instalada, de acuerdo con las características de los proyectos anunciados.

El valor de potencia adicional mínima necesaria en las hipótesis consideradas es el mayor de los obtenidos en las coberturas consideradas de invierno y verano. Este valor se muestra en la figura siguiente para cada año en cada escenario considerado.

---

<sup>7</sup> El Índice de Cobertura se define como el cociente entre la potencia disponible y la demanda punta



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

Figura 6.2.9. Necesidad de potencia adicional instalada en MW, expresada en múltiplos de 400 MW. Fuente: CNE

En la figura siguiente se recoge la evolución de las necesidades mínimas de generación en régimen ordinario en los diferentes escenarios.

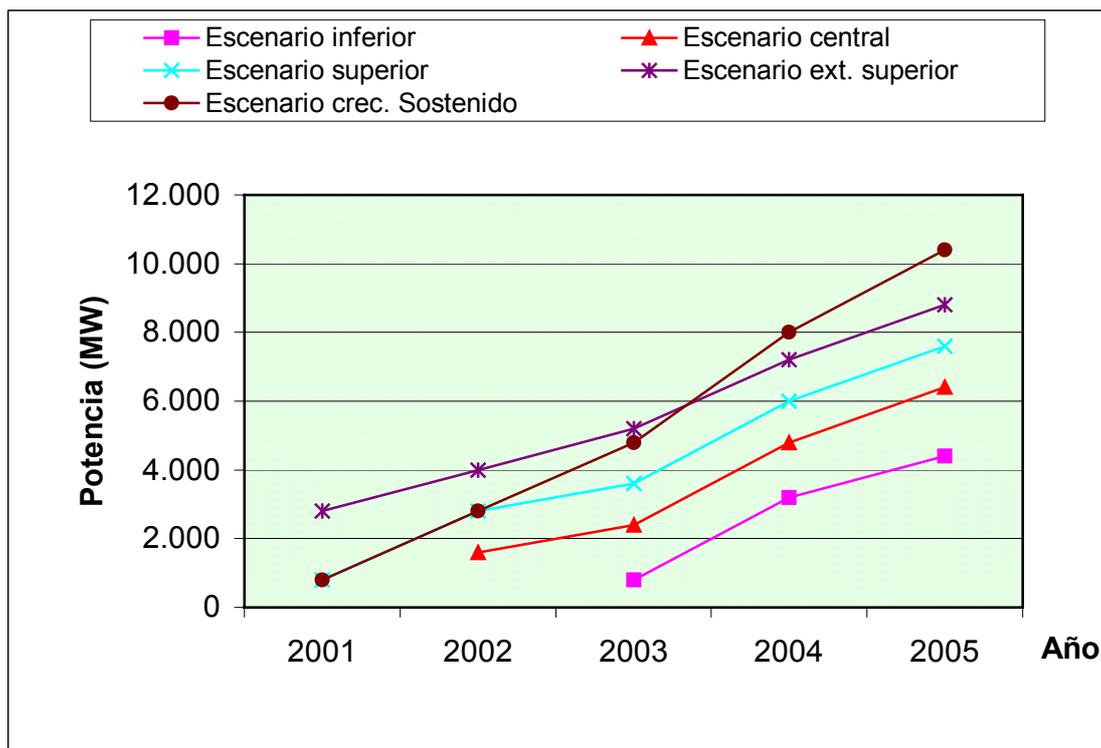


Figura 6.2.13 Potencia mínima necesaria a instalar para cubrir las puntas de invierno y verano. Fuente: CNE



## LA COBERTURA DE LA DEMANDA EN LOS SISTEMAS EXTRAPENINSULARES.

En las figuras siguientes se muestra la cobertura de la demanda de energía eléctrica para cada sistema: Balear, Canario y las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla.

Escenario superior (MW)	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005
<b>Subsistema Mallorca-Menorca</b>					
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
<b>Índice de cobertura</b>	<b>1,20</b>	<b>1,26</b>	<b>1,20</b>	<b>1,17</b>	<b>1,18</b>
<b>Subsistema Eivissa-Formentera</b>					
Potencia instalada	193	228	228	247	247
Potencia disponible	182	197	197	215	215
Punta de Potencia	149	162	173	183	192
<b>Índice de cobertura</b>	<b>1,23</b>	<b>1,22</b>	<b>1,14</b>	<b>1,18</b>	<b>1,12</b>
<b>Total Potencia instalada</b>	<b>1.389</b>	<b>1.546</b>	<b>1.516</b>	<b>1.574</b>	<b>1.625</b>

Figura 6.2.14. Evolución del índice de cobertura en las Islas Baleares. Fuente: PDSE y elaboración propia

Escenario sin gas natural (MW)	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005
<b>Gran Canaria</b>					
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
<b>Índice de cobertura</b>	<b>1,25</b>	<b>1,25</b>	<b>1,18</b>	<b>1,19</b>	<b>1,20</b>
<b>Tenerife</b>					
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
<b>Índice de cobertura</b>	<b>1,32</b>	<b>1,31</b>	<b>1,23</b>	<b>1,24</b>	<b>1,16</b>
<b>Lanzarote-Fuerteventura</b>					
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
<b>Índice de cobertura</b>	<b>1,51</b>	<b>1,33</b>	<b>1,33</b>	<b>1,32</b>	<b>1,24</b>



<b>La Palma</b>					
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
<b>Índice de cobertura</b>	<b>1,56</b>	<b>1,67</b>	<b>1,59</b>	<b>1,51</b>	<b>1,44</b>
<b>La Gomera</b>					
Potencia instalada	16	19	19	19	19
Potencia disponible	14	16	16	16	16
Punta de Potencia	10	10	11	11	12
<b>Índice de cobertura</b>	<b>1,51</b>	<b>1,61</b>	<b>1,52</b>	<b>1,44</b>	<b>1,37</b>
<b>Hierro</b>					
Potencia instalada	8	8	8	10	10
Potencia disponible	7	7	7	9	9
Punta de Potencia	5	5	5	6	6
<b>Índice de cobertura</b>	<b>1,75</b>	<b>1,49</b>	<b>1,38</b>	<b>1,59</b>	<b>1,47</b>

Figura 6.2.15. Evolución del índice de cobertura en las Islas Canarias. Fuente: ENDESA y elaboración propia

<b>Escenario sin gas natural (MW)</b>	<b>2.001</b>	<b>2.002</b>	<b>2.003</b>	<b>2.004</b>	<b>2.005</b>
<b>Ceuta</b>					
Potencia instalada	51	51	63	63	63
Potencia disponible	48	48	59	59	59
Punta de Potencia	24	25	27	28	29
<b>Índice de cobertura</b>	<b>1,99</b>	<b>1,90</b>	<b>2,24</b>	<b>2,14</b>	<b>2,04</b>
<b>Melilla</b>					
Potencia instalada	56	68	68	68	68
Potencia disponible	46	56	56	56	56
Punta de Potencia	27	29	31	34	36
<b>Índice de cobertura</b>	<b>1,71</b>	<b>1,94</b>	<b>1,80</b>	<b>1,68</b>	<b>1,57</b>

Figura 6.2.16. Evolución del índice de cobertura en Ceuta y Melilla. Fuente: ENDESA y elaboración propia

Se considera que el índice de cobertura para estos sistemas debe ser superior al 1,1 peninsular fundamentalmente por dos motivos: su menor tamaño, lo que puede originar que el fallo de un grupo tenga mayor repercusión que en la península y su aislamiento.



### **6.3 LAS NUEVAS CENTRALES DE GAS EN LA COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PENINSULAR SIN CONSIDERAR RESTRICCIONES DE RED.**

En este apartado se analiza si las incorporaciones que tienen previsto realizar los promotores de centrales de ciclo combinado de gas son suficientes en cada año para cubrir las necesidades expuestas en el apartado previo. Aquí, no se tiene en cuenta ninguna posible restricción en la red; esto es, se considera red infinita.

Para definir la senda de incorporación de ciclos combinados se ha analizado tanto la información disponible proporcionada por los promotores, como la aportada por el Gestor Técnico del Sistema gasista relativa a contratos de acceso a la red de gas suscritos. La senda de incorporación que desde esta Comisión se ha considerado como más probable es aquella que dispone de un proyecto más avanzado; esto es, la correspondiente a los ciclos que o bien tienen firmado el contrato de acceso a la red de gas o bien tienen la autorización administrativa o ambas cosas; en total 32 grupos en el periodo considerado: 12.800 MW. 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.

En la figura siguiente se muestra el resultado del análisis.

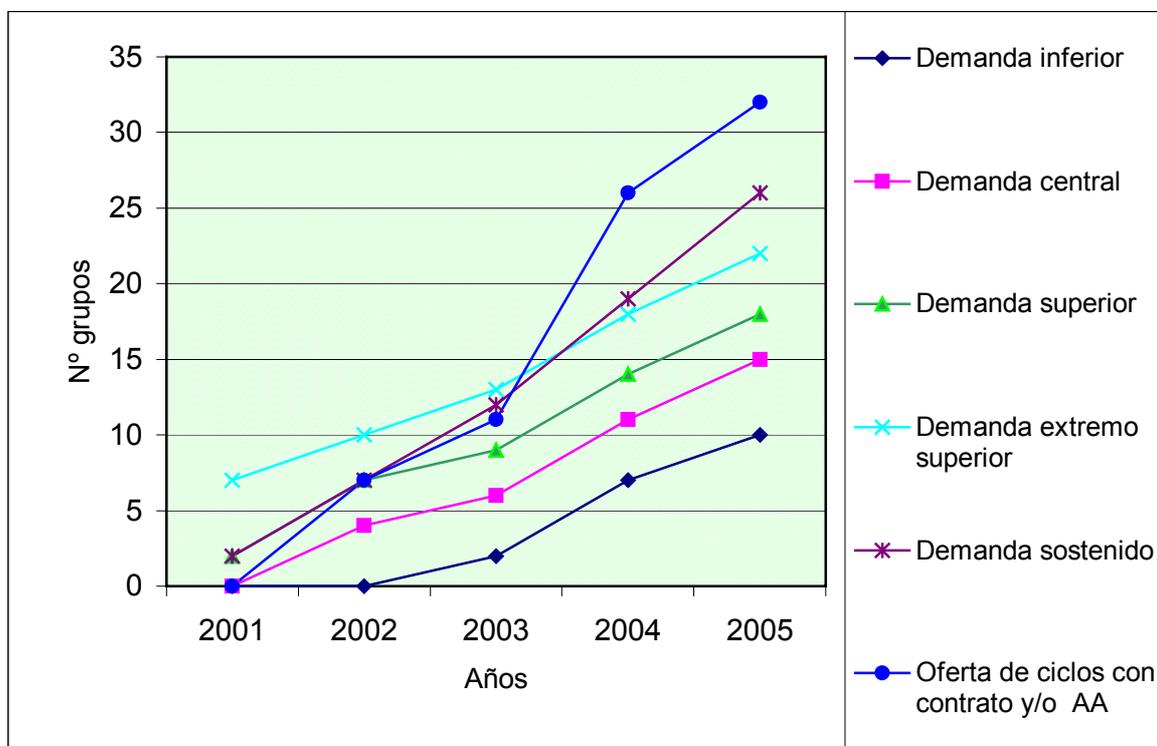


Figura 6.3.3 Comparación del número de grupos necesarios para cobertura de la punta de demanda de invierno con índice de cobertura 1,1 supuesto el escenario de cierre de instalaciones de generación superior para los escenarios de demanda eléctrica inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido con la senda probable de los ciclos que disponen de contrato y/o han obtenido la autorización administrativa. Fuente: CNE

De la figura anterior se deduce que con las hipótesis consideradas habría potencia suficiente para alcanzar el índice de cobertura del diez por ciento en todos los supuestos, salvo en los siguientes: en el invierno 2001-2002 para los escenarios superior de demanda, de crecimiento sostenido y extremo superior; en el invierno 2002-2003 para el escenario extremo superior de demanda y en el invierno 2003-2004 para los escenarios de crecimiento de demanda sostenido y extremo superior. En estos casos, con los criterios adoptados, las necesidades de nuevo equipamiento son superiores a las incorporaciones previstas en dichos años.

Los resultados para la punta de verano son similares, aunque menos acusados en cuanto a necesidad de grupos.



## **7. LAS INFRAESTRUCTURAS NECESARIAS PARA LA COBERTURA DE LA DEMANDA.**

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, como nexo de unión entre 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.

### **7.1 LAS INFRAESTRUCTURAS DE GAS NECESARIAS PARA LA COBERTURA DE SU DEMANDA.**

En el análisis de las infraestructuras se han tenido en cuenta las diversas propuestas presentadas por los agentes. Para el estudio se ha partido de las simulaciones de red realizadas por Enagas, en su papel de Gestor Técnico del Sistema.

Sin perjuicio de que el Gobierno pueda imponer otras prioridades, en caso de insuficiencia de infraestructuras para atender a la demanda, el Gestor Técnico ha adoptado una prioridad por uso que es la siguiente: en primer lugar, la demanda del mercado convencional firme, en segundo lugar, la demanda convencional interrumpible, y en tercer lugar, asigna las capacidades restantes a los nuevos consumos de los ciclos combinados. Las restricciones que afectan a los ciclos combinados son de dos tipos: restricciones en punta, hasta un máximo de seis días, consecutivos o alternos, durante el periodo invernal y 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 tiene la reserva de capacidad en el sistema gasista: solicitando y suscribiendo el correspondiente



contrato de acceso. El Gestor Técnico ha trasladado las restricciones previstas en el sistema para los años 2003 y 2004 a los contratos de acceso de ciclos combinados, de manera que por problemas de red puede interrumpir el suministro a estos clientes durante seis días o todo el invierno, según sea cada caso.

Del análisis del comportamiento de la red cabe concluir que los importantes aumentos en la demanda de gas natural previstos, exigen un importante esfuerzo de construcción de nuevas infraestructuras de transporte, regasificación y almacenamiento de gas natural.

Las infraestructuras mínimas que esta Comisión considera urgente disponer para los próximos años, se indican en el anexo I.

Teniendo en cuenta las fechas en que deben entrar en funcionamiento, así como el periodo de construcción de las infraestructuras, en torno a dos años para gasoductos y alrededor de tres años para plantas, 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.

En particular, un retraso en la construcción del gasoducto Huelva – Córdoba – Madrid, en la construcción de la planta de Sagunto, en la ampliación de la capacidad del gasoducto del Magreb en su tramo internacional, o simplemente, retrasos en la ampliación de las plantas de regasificación actuales o de Bizkaia, pueden comprometer muy seriamente el suministro, no sólo a los nuevos ciclos combinados, sino también a parte del mercado convencional.

En este sentido, se recoge en la figura siguiente el grado de cobertura de la demanda para cada año, considerando que están disponibles en la fecha prevista todas las infraestructuras necesarias. Hasta el año 2004 el margen de cobertura es escaso e incluso insuficiente en el 2002, por lo que un retraso de infraestructuras conduciría con gran probabilidad a no poder atender una parte del suministro.



Mte/día	2001	2002	2003	2004	2005
Demanda Punta normal	730	914	1079	1365	1511
Capacidad máxima de entrada al sistema	741	881	1135	1522	1822
Balance Capacidad – Demanda [Mte/día]	+11	-33	+56	+157	+311
<b>Grado cobertura demanda [%]</b>	<b>101%</b>	<b>96%</b>	<b>105%</b>	<b>111%</b>	<b>120%</b>

Figura 7.1.28: Balance de la capacidad máxima de entrada al sistema y la demanda punta normal. Datos en Mte/día.  
Fuente: CNE

## 7.2 ADECUACIÓN DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.

A partir de la información facilitada por el Gestor Técnico del Sistema eléctrico, en este epígrafe se tratan los requerimientos de la red de transporte por zonas, para el periodo 2001 a 2005.

Fruto del análisis realizado, se han considerado como prioritarios los siguientes refuerzos: los encaminados a que la red de transporte cumpla con los criterios de seguridad, las conexiones internacionales, la alimentación a cargas singulares (tren alta velocidad Madrid-frontera francesa), la evacuación de generación de ciclos combinados, la compensación de reactiva y la evacuación de generación de régimen especial prevista para el corto plazo.

Estos refuerzos, cuyo listado puede encontrarse en el anexo II de este informe ejecutivo, deben entrar en servicio en el plazo previsto.

Por otra parte, del análisis realizado hasta el 2005, se consideran no urgentes, fundamentalmente otros refuerzos, previstos en el medio plazo, asociados a la evacuación de generación en régimen especial (eólica, tratamiento de purines, etc.), dado que en 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. Asimismo, se considera necesaria una precisión mayor en la justificación por parte del Gestor Técnico del Sistema, al menos tanto de la propuesta de la nueva unión entre Aragón y Cataluña central (línea Aragón-Isona



de 400 kV) en caso de que no se disponga de la conexión con Francia a través del Pirineo, como de la propuesta de nuevas uniones centro-sur (nuevas líneas a 400 kV Valdecaballeros-Guadame y Almaraz-Guillena) que dependerán de la incorporación de generación en el sur peninsular y, en consecuencia, deberá también acomodarse a dicha evolución.

### **7.3 LA DISPONIBILIDAD DE LAS NUEVAS CENTRALES DE GAS EN LA COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA CONSIDERANDO LAS RESTRICCIONES IMPUESTAS POR LA RED.**

En este segundo análisis de la cobertura de la demanda eléctrica se estudia ésta incorporando las posibles restricciones derivadas de la red de transporte gasista y eléctrica. La interacción mutua de los dos sistemas adquiere importancia, en la medida en que la garantía de suministro eléctrico dependerá de la incorporación de los ciclos combinados y de los condicionamientos de las redes de transporte, gasista y eléctrica, a su funcionamiento.

#### **7.3.1 LAS POSIBLES RESTRICCIONES ASOCIADAS A LA RED DE TRANSPORTE ELÉCTRICA.**

El Gestor Técnico del Sistema eléctrico, ha establecido un plan de refuerzo de la red de transporte de energía eléctrica, que contempla las ampliaciones motivadas por la evacuación de la nueva generación.

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, hay que considerar que las instalaciones eléctricas necesarias para la evacuación de la energía de los grupos de ciclo combinado estarán construidas en plazo, según las previsiones del Gestor Técnico del Sistema eléctrico.

#### **7.3.2 LAS POSIBLES RESTRICCIONES ASOCIADAS A LA RED DE TRANSPORTE DE GAS.**



En el supuesto de que se construyan en plazo las infraestructuras indicadas en el anexo I, la senda de ciclos combinados considerada podría tener las restricciones en punta de invierno indicadas en la figura siguiente.

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 7.3.2. 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

De conformidad con las hipótesis empleadas, cuatro grupos podrían tener restricciones de red en la punta de invierno 2002 a 2003, un máximo de seis días consecutivos o alternos durante el periodo invernal. Se ha considerado un día punta normal, correspondiente al día más frío de cada cinco años.

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. De los cuatro ciclos considerados anteriormente en el invierno de 2002 a 2003 con restricciones de red, tres de ellos tienen combustible alternativo.

Dado que la punta invernal para el sistema gasista y eléctrico puede darse en las mismas fechas al estar ambos sistemas muy condicionados por la temperatura, a continuación se compara los ciclos realmente disponibles en situación punta de invierno de demanda de gas (bien por no tener restricciones de red o por tenerlas y poder evitarlas al abastecerse con un combustible alternativo), con las sendas de los 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. El resultado se muestra en la siguiente figura.

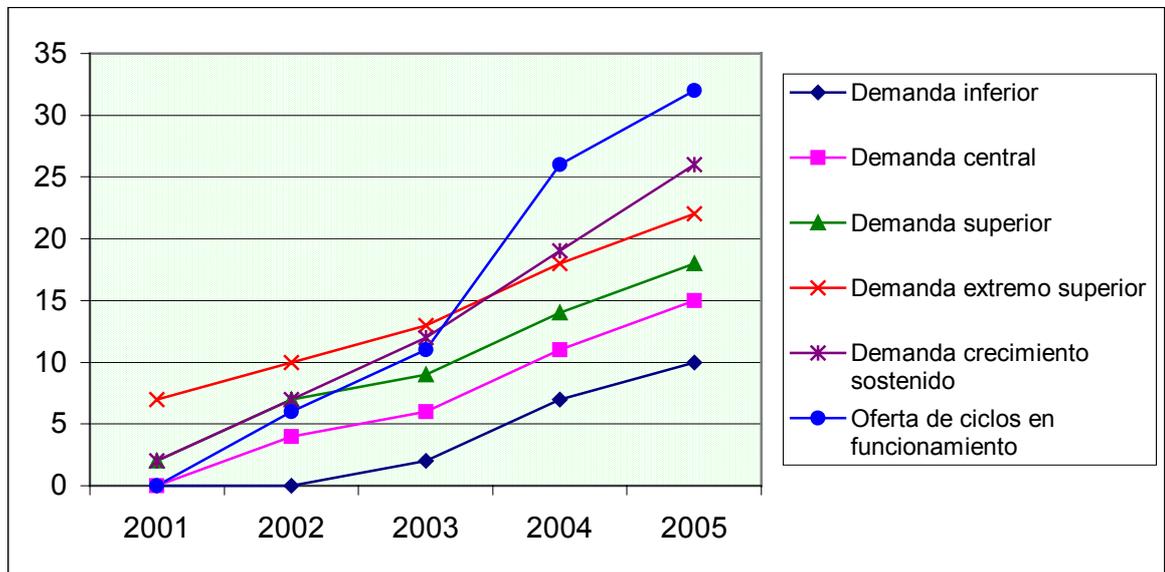


Figura 7.3.4 Comparación del número de grupos necesarios para cobertura de la punta de demanda de invierno para los escenarios de demanda eléctrica inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido, con la senda fiable de los ciclos (con contrato ATR y/o han obtenido la autorización administrativa) y pueden entrar en funcionamiento sin restricciones de red o bien con restricciones y un combustible alternativo. Fuente: CNE

De esta figura se deduce que para los escenarios de crecimiento de demanda inferior y central se garantizaría con los supuestos realizados, la suficiencia de capacidad en el sistema en la punta de demanda de invierno. Esta suficiencia del sistema para alcanzar un índice de cobertura del 1,1 podría desaparecer en los siguientes casos:

- En el invierno 2002-2003 y en el invierno 2003-2004 para el escenario superior de demanda
- En las puntas de invierno del 2001-2002, 2002-2003 y 2003-2004 para el escenario de crecimiento sostenido
- En las puntas de invierno 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 MW en el invierno del año 2001-2002 para poder garantizar un índice de cobertura del 1,1.

Si se produjesen variaciones sobre la senda de incorporación de ciclos, por ejemplo, en caso de que se produjeran retrasos en la puesta en marcha de los ciclos sobre la fecha señalada como probable por los promotores, o si el



funcionamiento con gasóleo no fuera el indicado, podría llegarse a un índice de cobertura inferior a 1,1 en más años de los escenarios considerados.

En el caso de que la red de transporte de gas no se reforzara en fecha, los posibles problemas serían mayores.

Por otro lado, si se repite este análisis con las condiciones de interrumpibilidad firmadas por los agentes con el Gestor Técnico del Sistema gasista en los contratos de acceso a la red, se tiene un resultado más restrictivo en cuanto a la disponibilidad de nuevos grupos, que se muestra en la siguiente figura. En esta figura sólo se muestran los grupos que tienen contrato de acceso firmado, y no los que tienen autorización administrativa, por lo que el número de grupos total es menor.

<b>RESTRICCIONES POR CONTRATO</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
Grupos con contrato sin restricciones		2	4	11	25
Grupos con contrato con restricciones en punta y gas-oil		4	4	6	
<b>TOTAL CCGT en funcionamiento</b>		<b>6</b>	<b>8</b>	<b>17</b>	<b>25</b>

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

En la figura siguiente se repite el análisis de incorporación de grupos, comparándola con las necesidades de cobertura, considerando la senda de incorporación de grupos anterior.

En consecuencia, se concluye que, conforme a los contratos de acceso a la red de gas firmados por el Gestor, la cobertura de la red en punta se halla menos holgada. Esto es debido a que el Gestor Técnico ha supuesto una incorporación menor de infraestructuras de red en cada uno de los años analizados.

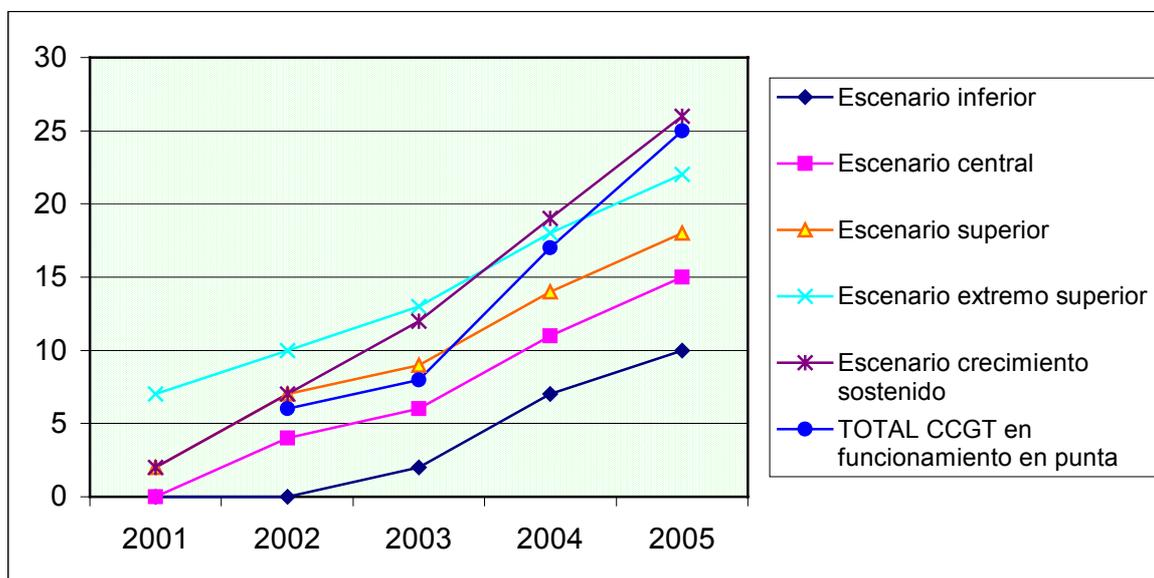


Figura 7.3.8 Comparación del número de grupos necesarios para cobertura de la punta de demanda de invierno para los escenarios de demanda eléctrica inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido con la senda de los ciclos con contrato ATR y que según el contrato podrían entrar en funcionamiento sin restricciones de red, o bien con restricciones y un combustible alternativo.

## 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. Para las infraestructuras de gas 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 la red de transporte eléctrica, puesto que se parte de una retribución del transporte conocida, se presenta una primera estimación que sobre las tarifas podrían tener los refuerzos considerados, aunque sin tener en cuenta el crecimiento de la demanda.



## **8.1 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS DE LOS PLANES DE DESARROLLO DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE DEL SECTOR DEL GAS NATURAL.**

La repercusión económica de las diferentes propuestas de refuerzo de infraestructuras realizadas por los agentes, se ha clasificado desde dos puntos de vista: los proyectos destinados a dar mayor garantía de suministro y los proyectos que aumentan la capacidad de entrada al sistema.

Las infraestructuras destinadas a proporcionar mayor garantía de suministro, básicamente almacenamiento y mallado precisan de una inversión del orden de 144.250 MPTA. El coste medio de transporte<sup>8</sup> de estas infraestructuras disminuye de forma relevante cuanto mayor es el volumen demandado, al repartirse la inversión a retribuir entre un mayor volumen de suministros. La figura siguiente muestra que 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.

El plan de infraestructuras de urgencia 2001-2005, que recoge los distintos proyectos que inciden más directamente en la capacidad de entrada de gas al sistema, presenta un coste total estimado del orden de 250.000 MPTA. Éste representa una capacidad útil adicional máxima de 28 bcm/año y 4.250.000 m<sup>3</sup>/h de capacidad nominal instalada. 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.

---

<sup>8</sup> 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.

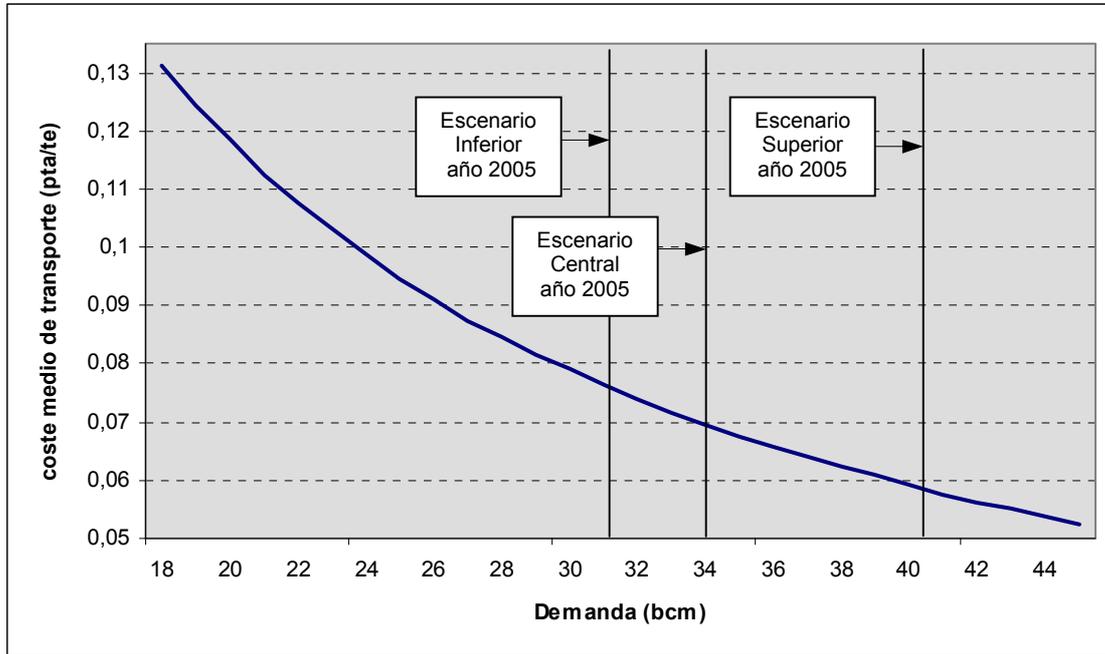


Figura 8.1.3: Coste medio del transporte de los proyectos de para garantía del suministro en función del volumen de demanda. Fuente: CNE

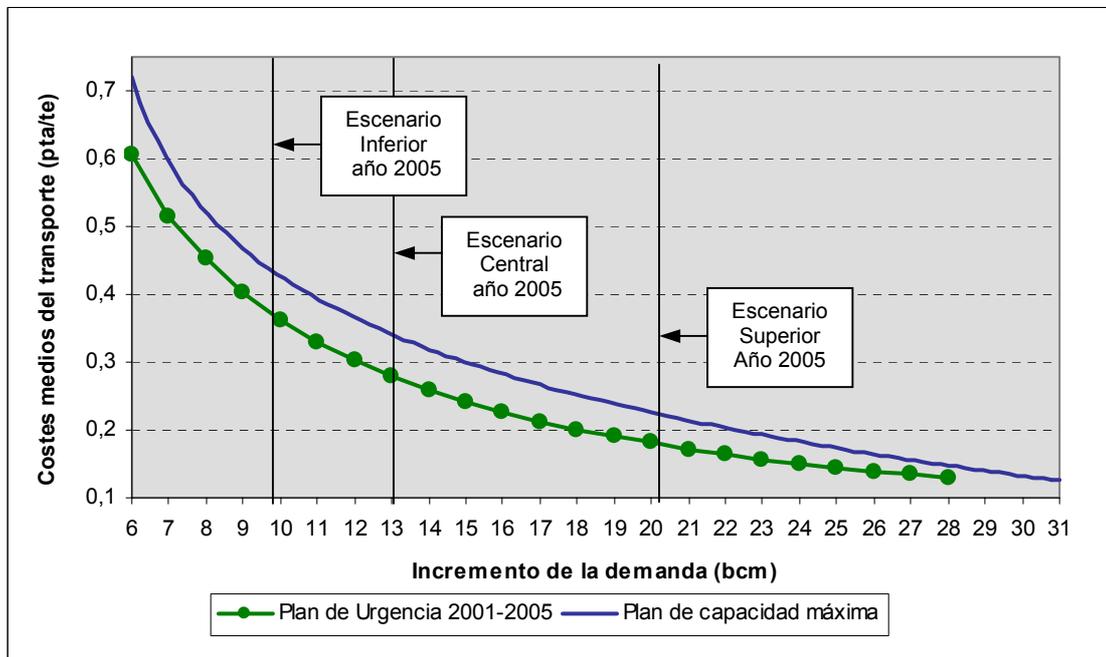


Figura 8.1.10: Coste medio del transporte de los planes de infraestructuras en función del volumen de demanda. Fuente CNE



La figura anterior muestra también el impacto en costes de un plan de capacidad máxima más amplio y que contempla prácticamente todas las instalaciones propuestas por los agentes.

En definitiva, puesto que el nivel de costes medios del transporte está directamente relacionado con la evolución de la demanda real sería aconsejable acomodar en el tiempo las nuevas inversiones para aumento de la capacidad de entrada de gas con la evolución de la demanda. Y evitar en lo posible que se origine un exceso de capacidad ociosa que tendría repercusión en el valor de las tarifas y peajes.

## 8.2 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS DE LOS PLANES DE DESARROLLO DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE DEL SECTOR ELÉCTRICO.

El volumen total de inversión para el desarrollo de infraestructuras eléctricas de transporte en el periodo 2001-2005, asciende a 277.001 millones de pesetas, de los cuales 271.360 millones de pesetas son para las actuaciones prioritarias y 5.641 millones de pesetas para el resto de actuaciones como se recoge en la siguiente figura<sup>9</sup>.

	Inversiones en MMPTA de 2001					Total
	2001	2002	2003	2004	2005	
Instalaciones Prioritarias	42.667	126.595	39.739	38.348	24.011	<b>271.360</b>
Instalacio No Prioritarias	0	0	0	3.636	2.005	<b>5.641</b>
<b>TOTAL</b>	<b>42.667</b>	<b>126.595</b>	<b>39.739</b>	<b>41.984</b>	<b>26.016</b>	<b>277.001</b>

Figura 8.2.1. Estimación de la inversión en infraestructuras de transporte. Fuente: elaboración propia.

Considerando la senda de inversiones y teniendo en cuenta lo establecido en el Real Decreto 2819/1998, en cuanto a la retribución de las nuevas instalaciones

<sup>9</sup> Para el cálculo se han utilizado 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.



adjudicadas de forma directa, se ha calculado el incremento que podría representar en la retribución de la actividad de transporte hasta el año 2006, que supone un 36,9% sobre los 96.809 millones de pesetas fijados para el año 2001. De dicho porcentaje un 36,1% corresponde a las actuaciones consideradas prioritarias y un 0,8% a las actuaciones no prioritarias; si bien, en la medida que se desarrollara la planificación y el procedimiento de adjudicación concurrencial, cabría esperar un incremento algo menor al aquí indicado.

El anterior incremento de la retribución de la actividad de transporte tendría que ser considerado en el cálculo de las tarifas y peajes de cada ejercicio. En el análisis se ha hecho una aproximación que por simplificación considera constantes todos los demás costes y parámetros que intervienen en la determinación de las tarifas eléctricas, hecho bastante improbable. Lógicamente, el crecimiento previsto de la demanda eléctrica a lo largo del periodo considerado hará que los incrementos necesarios de las tarifas y peajes para cubrir los costes de red sean sensiblemente menores, ya que la energía que debe soportar dichos costes también será mayor.

En cuanto a las inversiones en infraestructuras eléctricas de distribución que las empresas tienen que realizar para garantizar el suministro, no tienen porqué representar un incremento de la retribución de la actividad de distribución y, por consiguiente, de las tarifas y peajes, ya que la retribución de la distribución evoluciona con el (IPC-1) y con el incremento de la demanda afectada por 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 lógicamente, mayores incrementos de demanda conllevarán mayores necesidades de inversión. Deberá vigilarse, en este punto, que las empresas distribuidoras acompañen sus inversiones en las redes de distribución a la evolución de la demanda en los próximos años, ya que, en aquellas zonas donde se observen valores actuales de calidad del servicio peores que los reglamentados, será necesario un sobreesfuerzo inversor por



parte de las empresas distribuidoras sin que quepan reivindicaciones de una mayor retribución.

Finalmente, la retribución mediante una cantidad fijada y que no tenga como patrón relevante la calidad del servicio prestado, puede hacer propender a las empresas a una inversión insuficiente. Y en consecuencia tender a una pobre seguridad en el suministro.

## **9. CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES.**

El impacto que en el medioambiente tiene la industria eléctrica y, en concreto, en las emisiones procedentes de las centrales termoeléctricas, se puede observar cómo las emisiones conjuntas de  $\text{SO}_2$  y  $\text{NO}_x$  vienen experimentando un decrecimiento progresivo como consecuencia de las medidas adoptadas: mayor utilización de combustibles con menor contenido en azufre, sustitución de carbón autóctono por carbón de importación, nuevas técnicas de combustión, calderas de lecho fluido, procesos de desulfuración, etc.

Con la incorporación de nuevas centrales de ciclo combinado se producirá una disminución de las emisiones específicas. La reducción de emisiones puede ser muy significativa, pudiendo llegar a reducirse por encima del 60% las emisiones de  $\text{SO}_2$ , el 35% de  $\text{NO}_x$  y el 40% de  $\text{CO}_2$ . En cualquier caso, estos valores vendrán determinados por el grado de introducción del gas natural en la cobertura de la demanda eléctrica que, como se ha señalado a lo largo del informe, está sujeto a una gran variabilidad. En consecuencia, estos valores son necesariamente aproximados, aunque dan idea de la importante contribución que puede representar el gas natural para acercarse al cumplimiento de los compromisos de Kioto.

Respecto a las energías renovables, en diciembre de 1999 el Gobierno aprobó un Plan de Fomento de Energías Renovables que recogía 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:

La primera es que sería preciso multiplicar por más de dos las energías renovables, al encontrarnos en un contexto de crecimiento de demanda energética.

La segunda es que el grueso de la contribución actual de estas energías proviene de la generación de electricidad de origen hidráulico y de la biomasa (95% entre las dos); la hidráulica 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.

La energía eólica es la segunda energía renovable en importancia por su aportación al consumo de energía primaria en 2010, multiplicando por más de 10 su actual aportación. El Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999 – 2010 prevé para la 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.

Finalmente, también es preciso hacer notar que este importante desarrollo puede ser fuente de problemas para el sistema eléctrico y en consecuencia, requiere una regulación más eficiente.

## **10. OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE EL RIESGO DE DESABASTECIMIENTO.**

En este epígrafe se trata de diversos temas que pueden afectar a la seguridad del suministro.

### ***Consideraciones acerca de la diversificación de la oferta.***

En la actualidad la estructura de energía primaria en España está dominada por el petróleo que tiene una proporción superior a la mitad, seguido del carbón y la



energía nuclear en valores porcentuales que no difieren demasiado de la situación global de la Unión Europea. Únicamente, el gas natural tiene una escasa participación, sobre todo si se compara con el caso europeo. La energía hidráulica y otras energías renovables contribuyen con una aportación conjunta del 6%. En el futuro se prevé una mayor participación del gas natural y de las energías renovables que contribuirán a diversificar más las fuentes de aprovisionamiento y a equilibrar el peso de los componentes de nuestra oferta energética.

***Consideraciones acerca de la necesidad de almacenamiento.***

Respecto a la capacidad de almacenamiento subterráneo y de GNL, se revela la existencia de déficit de capacidad de almacenamiento para cumplir las obligaciones de mantenimiento de 35 días de existencias estratégicas impuestas por la Ley 34/1998, así como los 10 días de almacenamiento de GNL incluidos en el peaje de regasificación a partir de 2004. Es por ello que se considera conveniente realizar una ampliación tanto de los almacenamientos subterráneos como del número de tanques y plantas de regasificación.

***Consideraciones acerca de la necesidad de reglamentación.***

Existe una carencia regulatoria, al no haberse publicado el Real Decreto que ha de regular la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. Este reglamento deberá dilucidar la forma de contabilizar las existencias de seguridad. Además, debe proponer medidas de flexibilización de la obligación de diversificación con el fin de evitar que el cumplimiento de la misma se pueda convertir en un obstáculo para la entrada de nuevos agentes, tal como se expuso en el informe preceptivo elaborado por esta Comisión al proyecto de Real Decreto. También debe poner en marcha la inspección y control de dichas obligaciones.

En cuanto a seguridad en equipos e instalaciones gasistas, surge la necesidad de disponer de criterios de planificación y normas de operación que consideren los



efectos del fallo de alguna de las plantas de GNL o de una conexión internacional sobre el suministro.

***Consideraciones acerca de la interrumpibilidad.***

En la actualidad la interrumpibilidad sólo está regulada para el mercado no liberalizado, que se suministra a tarifa. Un consumo interrumpible tiene unas especiales contraprestaciones con respecto a un consumo normal. Para el mercado regulado, disfruta de mejores precios merced a una tarifa especial. Para el mercado liberalizado las condiciones de interrumpibilidad son libremente pactadas entre las partes.

De forma particular 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 mínimas. Sin embargo, dado que el consumo interrumpible no está previsto legalmente para el mercado liberalizado, no está claro a quién aplicar estas ventajas en dicho mercado.

Conceptualmente, la interrumpibilidad de forma general, tanto para el mercado libre como para el regulado, se puede presentar de dos formas: por un lado asociada al suministro, y, por otro, asociada a la red.

En el primer caso, las condiciones en el suministro de gas entre el oferente y el demandante son libremente pactadas entre las partes. En el caso del gas, es en el contrato de suministro donde se pueden encontrar las condiciones particulares de suspensión de dicho suministro de gas.

El segundo caso 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.



En este sentido, 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, 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, estos consumos puedan tener el carácter de interrumpible y, en consecuencia, se les pueda eximir 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.

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.

### ***Consideraciones acerca de la fijación de tarifas***

El mantenimiento de las tarifas integrales para consumidores ha de hacerse compatible con un escenario de mercado liberalizado, si no se quiere interferir en el normal funcionamiento del mercado y con ello en las decisiones de inversión y explotación con consecuencias imprevisibles. En consecuencia, se considera necesario en la fijación de tarifas establecer unos ingresos que permitan cubrir los costes del suministro y que exista coherencia en la determinación, tanto de las tarifas de acceso, como de las tarifas integrales.

En este sentido, se debe disponer de una metodología tarifaria para asignar los distintos costes y poder establecer de forma global las tarifas de acceso e



integrales, así como incluir procedimientos de ajuste explícito para poder encajar las posibles variaciones respecto a las previsiones consideradas.

### ***Consideraciones acerca de la garantía de potencia.***

Respecto a la garantía de potencia, entre otras consideraciones, se propone sustituir el mecanismo de horas mínimo, por otro método que permita garantizar la disponibilidad de las centrales sin tener en cuenta el mecanismo del número de horas mínimo de funcionamiento. Temporalmente podría mejorarse la situación actual reduciendo el número de horas necesario para tener derecho al cobro por garantía de potencia, al entorno de 50 ó 100 horas equivalentes a plena carga.

En lo referente a la retribución por garantía de potencia, ésta no debe depender del modo en que se contrate la venta de energía: pool o contratación bilateral.

En cuanto al pago por garantía de potencia, éste tampoco debe depender de si el consumidor adquiere energía en el mercado diario o si la adquiere mediante contratación bilateral o si la adquiere a tarifa. En cualquier caso, la garantía de potencia que presta el sistema es la misma, por lo que su imputación debe ser coincidente.

### ***Consideraciones acerca de las señales de localización.***

Con respecto a la localización, se considera necesario incorporar en la regulación del transporte y del mercado, las 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<sup>10</sup>.

### ***Consideraciones acerca del control de tensión.***

En cuanto al control de tensión, se insta a reforzar las señales sobre los consumidores (en particular introducir posibles recargos o descuentos por control de tensión en las tarifas de acceso), a desarrollar las capacidades de los

---

<sup>10</sup> En este sentido se debe avanzar en la aplicación del capítulo VI del Real Decreto 1955/2000 de modo que se materialice la diferente contribución que en cuanto a pérdidas tiene las diversas centrales de producción eléctrica.



distribuidores para la gestión de los elementos de control de tensión disponibles en sus redes, a adecuar la regulación del régimen especial para la prestación de este servicio y proceder a la aplicación inmediata del procedimiento de operación sobre control de tensión PO7.4.

***Consideraciones acerca de la agilización de los procedimientos administrativos: hacia una ventanilla única.***

Con referencia a los retrasos en la tramitación administrativa, esta Comisión considera que deben agilizarse, los plazos para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones, tanto eléctricas como gasistas, de manera que permitan dar una respuesta lo más rápida posible a los promotores de las mismas.

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 llamada “ventanilla única”.

***Consideraciones acerca de la vinculación en el coste de infraestructuras generado por las nuevas instalaciones.***

Como ya ha sido tratado en el informe, la incorporación de una nueva central de generación eléctrica 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.

## **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.



### ***Periodo 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 hidráulicidad, 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 se esperan 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.

### ***Periodo 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.

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

Figura 11.1.1. Índice de cobertura para los escenarios considerados. Fuente: elaboración propia

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 hidráulicidad, 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.

## 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, ésto 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

## **ANEXO I**

Infraestructuras	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Plantas de regasificación</b>					
<b>Barcelona:</b> Capacidad de emisión hasta 1.350.000 m <sup>3</sup> (n)/h Nuevo atraque para buques de 150.000 m <sup>3</sup> GNL nuevo tanque de capacidad 150.000 m <sup>3</sup> GNL capacidad de emisión hasta 1.850.000 m <sup>3</sup> (n)/h		X	X		X X
<b>Huelva:</b> Capacidad de emisión hasta 900.000 m <sup>3</sup> (n)/h nuevo tanque de capacidad 150.000 m <sup>3</sup> GNL capacidad de emisión hasta 1.400.000 m <sup>3</sup> (n)/h			X		X X
<b>Cartagena:</b> Nuevo tanque de capacidad 105.000 m <sup>3</sup> GNL Capacidad de emisión hasta 600.000 m <sup>3</sup> (n)/h Capacidad de emisión hasta 750.000 m <sup>3</sup> (n)/h nuevo tanque de capacidad 150.000 m <sup>3</sup> GNL capacidad de emisión hasta 1.050.000 m <sup>3</sup> (n)/h		X X	X		X X
<b>Bilbao:</b> Nueva planta con emisión de 400.000 m <sup>3</sup> (n)/h y dos tanques de 150.000 m <sup>3</sup> GNL cada uno Capacidad de emisión hasta 800.000 m <sup>3</sup> (n)/h			X	X	
<b>Sagunto:</b> Nueva planta con emisión de 750.000 m <sup>3</sup> (n)/h y dos tanques de 150.000 m <sup>3</sup> GNL cada uno				X	
<b>Gasoductos</b>					
Duplicación Arrigorriaga-Santurce en 30" Gasoducto Irún-Irún, 3 km en 26" Gasoducto Huelva-Córdoba, 241 km en 30" Gasoducto Córdoba-Madrid, 361 km en 32" Gasoducto Algete-Sta. Bárbara Gasoductos ligados a la ampliación de la Planta de Bilbao en el entorno de Haro Gasoducto Lemona-Haro, 80 km en 24" gasoducto Barcelona-Tivissa, 162 km en 24" Gasoducto Centro Levante interconexión Bilbao- Francia		X	X X X	X X X	X X X
<b>Estaciones de compresión</b>					
Ampliación de Almendralejo hasta 800.000 m <sup>3</sup> (n)/h Ampliación de Arbos hasta 600.000 m <sup>3</sup> (n)/h Ampliación de Paterna hasta 800.000 m <sup>3</sup> (n)/h Ampliación de Sevilla hasta 1.000.000 m <sup>3</sup> (n)/h Ampliación de Algete hasta 400.000 m <sup>3</sup> (n)/h Nueva estación en Zaragoza con 400.000 m <sup>3</sup> (n)/h de emisión	X		X X	X X X	



Nueva estación en Córdoba con 2.300.000 m <sup>3</sup> (n)/h de emisión				X	
Ampliación de Haro				X	
ampliación de Arbos hasta 800.000 m <sup>3</sup> (n)/h					X
ampliación de Tivissa hasta 800.000 m <sup>3</sup> (n)/h					X
ampliación de Zamora hasta 400.000 m <sup>3</sup> (n)/h					X
nueva estación en Alcazar de San Juan con 400.000 m <sup>3</sup> (n)/h					X
nueva estación en Alcoy con 600.000 m <sup>3</sup> (n)/h de emisión					X
nueva estación en Alcudia de Crespins con 400.000 m <sup>3</sup> (n)/h					X
<b>Almacenamientos Subterráneos</b>					
<b>Serrablo:</b> aumento capacidad extracción hasta 200.000 m <sup>3</sup> (n)/h		X			
Aumento capacidad almacenamiento útil hasta 738 m <sup>3</sup>			X		
Aumento capacidad almacenamiento útil hasta 938 m <sup>3</sup>				X	
Aumento capacidad extracción hasta 312.000 m <sup>3</sup> (n)/h				X	
<b>Sta. Bárbara(GU):</b> nuevo almacenamiento capacidad 167Mm <sup>3</sup> (n)				X	
aumento capacidad almacenamiento útil hasta 667 Mm <sup>3</sup> (n)					X
<b>Reus(T)/Sariñena(HU)</b> nuevo almacenamiento					X

No se incluyen en este listado los ramales de transporte que afectan únicamente a una zona geográfica concreta, solamente se han especificado los grandes gasoductos que refuerzan la capacidad de transporte del sistema.



Comisión  
Nacional  
de Energía

## **ANEXO II**



ZONA NOROESTE: GALICIA.

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2001	ATIOS	220	2	Salida a Pazos	UEF		
2001	PAZOS DE BORBEN	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 BORBEN	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		
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 Frieria	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 Frieria	UEF		

2004	FRIERA	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 Rodriguez II y III	REE		
2005	TRIVES	400		Transformador	REE	400/220	600
2005	TRIVES	400	1	Salidas : Transformador 400/220	REE		

AÑO	LINEA	Nº	kV	KMS	EMP
2001	D/C BOIMENTE - L/ALUMINIO ESPAÑOL - P.GARCÍA RODRIGUEZ I (Entrada/salida)	2	400	13	REE
2001	P.E.SUIDO-CARTELLE Y PAZOS DE BORBEN	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	MESON 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 RODRIGUEZ	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 PAIS VASCO

AÑO	SUBESTACION	TENS.	POS.	INSTALACION	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 : Zierbana	REE		
2002	ZIERBENA	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 : Zierbena 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	LINEA	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 subt. 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	CARRIO - UNINSA Conversión a 220 kV del DC actual Carrio-Uninsa 132 kV	2	220	9,6	HC
2002	E/S ZAMUDIO EN GATICA-GÜEÑES 220 kV.	2	220	0	IB
2002	LADA - VELILLA	1	400	96	REE
2002	ZIERBENA - 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 - ZIERBENA 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, ARAGON 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: Sabiñanigo, Villanueva y Nueva generación (Previsión salidas adicionales : Sabiñanigo 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		
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 Peñaflo 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_S	220	3 E/S Adrall Llavorsi-Cercs	Fecsa-Enher		
2002	VIC	400	1 Salidas : Transformador 400/220	REE		
2002	BESOS	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 Besos	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 Mangrners 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	220	5 Dos salidas a Fuendetodos y una salida a Los Vientos	ERZ		



TORREROS (2º CTOS.) (4)						
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		
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 - Hopitalet	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-Constanti, pos trafo	Fecsa- Enher		
2003	POBLE NOU	220	3 E/S Besos -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 - Hopitalet	Fecsa- Enher		
2003	MATA	220	3 Salidas: Vilanova y Besos	Fecsa- Enher		
2003	VILANOVA	220	4 Parque 220kV. Salidas Besos, Mata	Fecsa- Enher		
2003	BESOS	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-	400/110	300



				Enher		
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: Vandellós, Penedes, Transformador 400/220 (Fase posterior (2005) : Transformación 400/110)	REE		
2004	MAS FIGUERES	220	3 2 salida a Pierola	Fecsa- Enher		
2004	PENEDES	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		
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 Secuit-Viladecans	Fecsa- Enher		
2004	ST SADURNI	220	3 E/S St Sadurni 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 : Rubi, Begues	REE		



AÑO	LINEA	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	MARIA - MONTETORRERO	1	220	16,7	ERZ
2001	LOS VIENTOS - MARIA	1	220	11,5	ERZ
2001	MARIA DE HUERVA - EL VENTERO	1	220	6,4	ERZ
2001	ARAGÓN - PEÑALBA D/C	2	400	84	REE
2001	E/S ST JUNEDA EN MANGRERS-MONTBLAC	2	220	0,2	Fecsa-Enher
2001	ROMICA - OLMEDILLA (Instalación del 2º Circuito)	1	400	74,6	REE
2001	D/C GURREA -L/SABIÑANIGO - 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 PEÑAFLORES - MONTE TORRERO	2	220	0	ERZ
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 - BESOS	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 - BESOS	1	220	6,05	Fecsa-Enher
2002	PASO A CABLE BESÓS - BADALONA	1	220	1,15	Fecsa-Enher
2002	MAS FIGUERES - PALAU	1	220	18	Fecsa-Enher
2002	E/S MOLINS EN CAM JARDI-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 SENTEMNAT -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 LLAVORSI-CERCS	2	220	10	Fecsa-Enher
2002	MARIA - MONTETORRERO	2	220	16,7	ERZ
2002	JALON - LOS VIENTOS	2	220	52	ERZ
2002	JALON - MAGALLÓN	2	220	19,08	ERZ
2002	MARIA - FUENDETODOS	2	220	46	ERZ
2002	LOS VIENTOS - MARIA	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 CONSTANTI-VILADECANS	2	220	3	Fecsa-Enher
2003	MATA - BESÓS	1	220	7,5	Fecsa-Enher
2003	MATA - VILANOVA	1	220	4	Fecsa-Enher
2003	CABLE E/S BESOS- MATA EN POBLE NOU	2	220	1	Fecsa-Enher
2003	E/S STCUGAT EN CAN JARDÍ-PC.VIA 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 Fuendetodos-Maestrazgo I (Morrella)	2	400	100	REE
2004	CABLE UNION 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 SECUIT-VILADECANS	2	220	9	Fecsa-Enher
2004	E/S ST SADURNÍ BELLICENS-BEGUES	2	220	8	Fecsa-Enher
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 PENEDES - L/VANDELLOS - BEGUES (Entrada/salida)	2	400	5	REE
2004	D/C LA SECUITA - L/VANDELLOS - PENEDES (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 - BESCANO (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 LEON, CASTILLA –LA MANCHA, MADRID Y  
EXTREMADURA

AÑO	SUBESTACION	TENS.	POS.	INSTALACION	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
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. VILLAVIC	220	2	Salida a Mazarredo	UEF		
2001	ALVARADO	220	1	Salida a Balboa	CSE		
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	MEDIODIA	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	VILLAVERDE	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-Merida	CSE		

AÑO	LINEA	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.SEBASTIAN (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



Comisión  
Nacional  
de Energía

2001	E/S ARGANDA EN LOECHES-VALDEMORO II	2	220	2,4	UEF
2001	BOLARQUE - TRILLO	1	220	46	REE
2001	D/C LUBIAN -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 MEDIODIA 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
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



Comisión  
Nacional  
de Energía

2005	E/S SAN SEBASTIAN II EN SAN SEBASTIAN-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	SUBESTACION	TENS. POS.	INSTALACIÓN	EMP	RELAC. TRANSF	MVA
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
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	LINEA	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: ANDALUCIA

AÑO	SUBESTACION	TEN S.	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		



Comisión  
Nacional  
de Energía

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	ALJAFARE	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		
2002	ESTRECHO	400	2 Salidas : Pinar del Rey, Puerto de la Cruz	REE		
2003	UBEDA	220	2 Ubeda 220 kV	CSE		
2003	OLIVARES	220	1 Ubeda 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	ONUBA	220	1 Nueva subestación 220/132 kV en zona Tharsis	CSE		
2003	LANCHA	220	1 Ampliación transformación 220/66 kV	CSE		
2003	CADIZ OESTE	220	1 Cadiz Oeste 220/66 kV	CSE		
2003	CARTUJA	220	1 Cadiz Oeste 220/66 kV	CSE		
2003	ROCIO	220	3 Aljarafe-Rocio 220 kV	CSE		
2003	ALJARAFE	220	1 Aljarafe-Rocio 220 kV	CSE		
2003	TORREARENILLAS	220	1 Aljarafe-Rocio 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 Alhaurin-Pinar	CSE		
2004	COLON	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	LINEA	Nº	kV	KMS	EMP.
2001	E/S OLIVARES EN GUADAME-ATARFE	2	220	20	CSE
2001	E/S VILLANUEVA DEL REY EN LANCHA-SANTIPONCE	2	220	36	CSE
2001	E/S ORGIVA EN BENAHADUX-GABIAS	2	220	4	CSE
2001	E/S ALJARAFE ENQUINTOS-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 - LANCHA	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 cuadruple 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
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	ROCIO - TORREARENILLA	1	220	38,5	CSE
2003	OLIVARES - UBEDA	1	220	45	CSE
2003	ALHJARAFE - ROCIO	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/ALAHURIN-PINAR	2	220	8	CSE
2003	CARTUJA - CÁDIZ OESTE	1	220	18	CSE
2004	E/S COLON EN L/SANTIPONCE- TORREARENILLAS	2	220	0,2	CSE
2005	ATARFE - FARGUE	1	220	18	CSE
2005	QUINTOS - GUADAIRA	1	220	4	CSE