



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME MARCO SOBRE LA
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y
GAS NATURAL, Y SU COBERTURA.
AÑO 2009**

22 de diciembre de 2009

ÍNDICE

Capítulo 1.- Introducción.....	1
Capítulo 2 - Situación actual de los sistemas eléctrico y gasista.....	4
Capítulo 3 - La previsión de la demanda de energía.....	68
Capítulo 4 - La previsión de la oferta de energía.....	95
Capítulo 5 - La cobertura de la demanda de gas natural y de energía eléctrica sin considerar restricciones de red.....	115
Capítulo 6 - La unión de la oferta y la demanda: la red de transporte de energía.....	148
Capítulo 7 - Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras de las actividades reguladas.....	243
Capítulo 8 - Consideraciones sobre la seguridad de suministro.....	252
Capítulo 9 - Consideraciones medioambientales.....	275
Capítulo 10 - Conclusiones.....	291



ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	Antecedentes.....	1
1.2	Objeto del informe.....	2
1.3	Ámbito temporal.....	3
1.4	Organización del Informe-Marco.....	3



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

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

La Comisión Nacional de Energía lleva realizando desde 2001 y con periodicidad anual, un informe-marco que incluye las previsiones sobre la evolución de la demanda de energía eléctrica y gas, así como la situación y perspectiva de la oferta energética con un horizonte temporal de cuatro años. Dichos informes⁽¹⁾ se comenzaron a realizar por encargo del Vicepresidente Segundo del Gobierno para Asuntos Económicos y Ministro de Economía.

En el mismo sentido, la CNE recibió, el 24 de mayo de 2004, la petición del Secretario General de Energía, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de realizar un informe sobre el grado de vulnerabilidad de los sistemas eléctrico y gasista a corto, medio y largo plazo, proponiendo en su caso, las actuaciones que esta Comisión considerase oportunas.

En consecuencia, la CNE ha elaborado un nuevo *“Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura”* en el año 2009. De manera análoga a los informes anteriores, se analiza en detalle la previsión de la demanda y la oferta, así como la adecuación de las infraestructuras para garantizar la cobertura de la demanda durante los próximos años (2009-2013).

Cabe señalar también que el Consejo de Administración de esta Comisión, en su sesión celebrada el día 21 de febrero de 2002, acordó aprobar la propuesta de procedimiento para el seguimiento de las infraestructuras referidas en el Informe-Marco. De acuerdo con el citado procedimiento se estableció un proceso de comunicación con los promotores de dichas infraestructuras, que posibilita el envío de información por parte de éstos para el seguimiento de las infraestructuras, que se ha venido realizando desde marzo de 2002 hasta la fecha con periodicidad semestral.

Por otro lado, en la Directiva 2009/73/CE, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE, en su artículo 5, sobre supervisión de la seguridad del suministro, establece que:

“Los Estados miembros se harán cargo de supervisar los aspectos relacionados con la seguridad del suministro. Cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, podrán encomendar esta función a las autoridades reguladoras a que se refiere el artículo 39, apartado 1. Esta supervisión abarcará, en particular, el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de demanda prevista y de suministros disponibles y las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores.”

⁽¹⁾ Los informes de años anteriores se encuentran disponibles en la página web: www.cne.es



Los organismos competentes publicarán antes del 31 de julio de cada año un informe con los resultados de la supervisión de dichos aspectos, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados, y lo presentarán sin demora a la Comisión.”

Análogamente, la Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, en su artículo 4 sobre supervisión de la seguridad del suministro establece que:

“Los Estados miembros se harán cargo de supervisar los aspectos relacionados con la seguridad del suministro. Cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, podrán encomendar esta función a las autoridades reguladoras a que se refiere el artículo 35. Esta supervisión abarcará, en particular, el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de demanda prevista y las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores. Cada dos años, a más tardar el 31 de julio, los organismos competentes publicarán un informe con los resultados de la supervisión de dichos aspectos, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados, y lo presentarán sin demora a la Comisión.”

1.2 Objeto del informe

El objeto de este informe es realizar un análisis para el corto – medio plazo sobre la cobertura de la demanda del sistema eléctrico y gasista, detectando la influencia que la variación en los plazos de construcción de las infraestructuras pueda tener sobre la cobertura. Teniendo en cuenta los plazos previstos de entrada en funcionamiento de las diferentes infraestructuras y la revisión de la Planificación Anual, se analizará con mayor detalle las distintas alternativas y su posible repercusión en el sistema, realizando las recomendaciones que se consideren oportunas.

Al mismo tiempo, en línea con lo establecido con las Directivas citadas en el apartado anterior, se supervisa el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de la demanda y la oferta futuras previstas, las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores y la seguridad del suministro.

De igual forma que en años anteriores, para la realización del Informe se ha requerido la participación de los agentes implicados. Dicha participación ha sido encauzada a través de los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos, como órganos de asesoramiento de la Comisión. De esta manera, se ha hecho partícipes en la elaboración del informe a todos los agentes, a través de su representación en los Consejos Consultivos y, en particular, por su especial relevancia y responsabilidad, a los Gestores Técnicos de los sistemas eléctrico y de gas natural.

A tal fin, se ha solicitado y recibido información de los Gestores Técnicos de los sistemas eléctrico y gasista, empresas generadoras eléctricas en régimen ordinario y especial, promotores de ciclos combinados, compañías de distribución eléctrica, IDAE, compañías de transporte y distribución de gas natural y comercializadores. El proceso ha continuado



con el análisis y evaluación de la información recibida, dando lugar a la confección del Informe Marco, que ha sido sometido a la aprobación del Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía.

1.3 Ámbito temporal

Como ya ha sido referenciado en el apartado anterior, el horizonte temporal contemplado es de corto-medio plazo: en este caso, cuatro años, desde 2009 a 2013, periodo mínimo en el que se puede actuar, en caso de que se detecten problemas, y puedan ser puestos en servicio los refuerzos que permitan cubrir la demanda de forma segura.

1.4 Organización del Informe-Marco

El informe se estructura presentando, en primer lugar, la situación actual de los dos sistemas sujetos a consideración: gas natural y energía eléctrica. En ambos, se analiza el estado actual de la demanda, la oferta, las infraestructuras y se describe de forma detallada su funcionamiento en el año 2008, aportando también algunos datos relativos a 2009, si bien hay que tener en cuenta que éstos tienen aún carácter provisional a fecha de cierre de este informe.

En el capítulo 3 se realiza la previsión de la demanda para ambos sistemas en el horizonte considerado.

En el capítulo 4 se estima la previsión de la oferta de energía en ambos sistemas. La demanda de gas para las nuevas centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado se convierte en oferta para el sistema eléctrico.

En el capítulo 5 se analiza la cobertura del suministro para ambos sistemas, sin considerar posibles restricciones de la red.

En el capítulo 6 se analiza el estado de las infraestructuras actuales, las incorporaciones previstas y su repercusión en la cobertura del suministro. Para ello se consideran posibles restricciones en la red de transporte y las consecuencias que los retrasos en la construcción de infraestructuras puedan tener en la cobertura de la demanda.

El capítulo 7 describe los costes que suponen los nuevos refuerzos de red.

El capítulo 8 desarrolla los aspectos relativos a la seguridad de suministro que contemplan las Directivas de gas y electricidad en relación con las capacidades adicionales en proyecto o construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda e insuficiencia de uno o más suministradores.

El capítulo 9 estima la repercusión que puede tener en el medio ambiente la previsión de la oferta y demanda de energía consideradas.

Por último, en el capítulo 10 se presentan las conclusiones y recomendaciones que se desprenden del presente informe.



ÍNDICE

2	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS GASISTA Y ELÉCTRICO	4
2.1	Estado actual del sistema de gas natural	7
2.1.1	Balance oferta-demanda de gas natural año 2008	8
2.1.1.1	Evolución de la demanda agregada	9
2.1.1.2	La demanda de gas natural por Comunidades Autónomas	15
2.1.1.3	Demanda interrumpible	17
2.1.1.4	Evolución de la liberalización del Mercado de gas	18
2.1.1.5	Desaparición de las tarifas reguladas y establecimiento de la tarifa de último recurso	20
2.1.2	La oferta de gas natural	21
2.1.3	Las infraestructuras actuales de gas natural	23
2.1.3.1.1	Plantas de Regasificación	25
2.1.3.1.2	Gasoductos de conexión internacional	26
2.1.3.1.3	Yacimientos de gas nacionales	27
2.1.3.1.4	Gasoductos de transporte	28
2.1.3.1.5	Estaciones de compresión	28
2.1.3.1.6	Gasoductos de distribución	29
2.1.3.1.7	Almacenamientos Subterráneos de gas natural	30
2.1.4	Funcionamiento del sistema gasista durante el año 2008. Invierno 2008/09	31
2.1.4.1	Normas de Gestión Técnica y Plan Invernal 2008/2009	35
2.1.4.2	Invierno 2008/2009	35
2.1.4.3	Funcionamiento del Sistema Gasista en la semana de demanda punta	36
2.1.4.4	Capacidad de almacenamiento y niveles de existencias de gas durante el año 2008	40
2.1.4.4.1	Capacidad de almacenamiento de gas en España	39
2.1.4.4.2	Capacidad de almacenamiento del sistema en relación con la demanda	40
2.1.4.4.3	Niveles de existencias en los almacenamientos subterráneos durante 2008	40
2.1.4.4.4	Disponibilidad del gas almacenado como existencias de seguridad	41
2.1.5	Resumen de la situación actual de las infraestructuras	42
2.2	Estado actual del sistema de energía eléctrica	43
2.2.1.-	Balance oferta – demanda de energía eléctrica año 2008	43
2.2.1.1	Demanda de energía eléctrica	43
2.2.1.2	La oferta de energía eléctrica. Cobertura de la demanda	46
2.2.2	Infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica	61
2.2.3.-	Funcionamiento del sistema eléctrico durante el año 2008	64



2 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS GASISTA Y ELÉCTRICO

La preocupación por la seguridad de suministro energético fue el origen de la elaboración de las sucesivas ediciones del Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura por parte de esta Comisión, y del proceso de planificación de infraestructuras de transporte eléctrico y gasista llevado a cabo por el Gobierno.

La preocupación por la seguridad de suministro energético es compartida también en el contexto europeo, en el que paulatinamente se incrementa la dependencia de terceros países. Así lo demuestran las disposiciones al respecto incluidas en la Directivas sobre el mercado interior del gas (Directiva 55/2003/CE) y de la electricidad (Directiva 54/2003/CE), y la Directiva 2004/67/CE sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural. Asimismo, el nuevo *“tercer paquete legislativo”* sobre reglas del mercado interior de energía, establece medidas para garantizar la seguridad en el suministro energético, según se cita más adelante.

En marzo de 2006, la Comisión Europea hizo público el informe denominado *“Libro Verde. Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura”*, donde se definen tres grandes objetivos energéticos estratégicos, entre los que se encuentra la seguridad de abastecimiento. Este objetivo persigue frenar la creciente dependencia de la UE de la energía importada, mediante la diversificación de fuentes de energías, reducción de la demanda, creación de un marco que estimule las adecuadas inversiones para hacer frente al crecimiento de demanda, mejora del equipamiento que permita atender las situaciones de emergencia, mejora de las condiciones de las empresas europeas para acceder a los recursos globales y la garantía para todos del acceso a la energía.

En 2007 la Comisión Europea avanza decididamente hacia la apertura de los mercados eléctrico y gasista, en línea con las directrices marcadas en el Libro Verde. Concretamente, en el mes de septiembre presenta una propuesta de *“tercer paquete legislativo”* sobre el mercado interno de energía que revisa la regulación existente. La nueva regulación pretende avanzar en el establecimiento de un mercado interno que permita un suministro más seguro, a precios más competitivos y que incorpore criterios de sostenibilidad. Proyecta un escenario en el que se promueva la eficiencia energética y se garantice el acceso al mercado de las pequeñas y medianas empresas, y en particular aquellas que invierten el sector de las energías renovables.

Por otro lado, a finales de 2008 la Comisión Europea ha abierto un debate público en torno a la Directiva 2004/67/CE, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural, con la intención de modificar o complementar ésta con un nuevo Reglamento.

El *“tercer paquete legislativo”* ha sido recientemente adoptado, en Junio de 2009, por el Consejo Europeo. Comprende la modificación de las actuales Directivas sobre el mercado interior del gas (Directiva 55/2003/CE) y de la electricidad (Directiva 54/2003/CE), de los actuales Reglamentos de transporte de gas (Reglamento 1775/2005) y de las condiciones de acceso para el comercio transfronterizo de electricidad (Reglamento 1228/2003) y un nuevo Reglamento por el que se establece la Agencia para la cooperación de los reguladores energéticos, ACER.



Entre las medidas que se contemplan, cabe destacar las siguientes. Se refuerza la separación de las actividades de red de las actividades de suministro, ya sea a través de la separación de propiedad de los agentes, o mediante operadores de redes independientes. Se extiende la regulación existente a las infraestructuras de regasificación y almacenamiento y se amplían los requerimientos de transparencia. Se incrementa la independencia de los reguladores nacionales y se crea una agencia de regulación europea. Asimismo, se profundiza en la cooperación entre operadores de las redes de transporte, de forma que se faciliten no solo las condiciones de acceso e interoperabilidad de redes, sino también la planificación conjunta de las inversiones en infraestructuras relevantes dentro del ámbito del mercado europeo. Se promueve también una mayor solidaridad entre los Estados miembros, de forma que éstos tengan más posibilidades de prestarse ayuda frente a las amenazas relacionadas con el abastecimiento energético.

En este contexto, es de especial importancia citar la crisis del gas ruso acaecida el pasado invierno 2008-2009, que ha puesto de manifiesto la necesidad de revisar los principios establecidos a nivel europeo en relación con la seguridad de suministro y ha originado el inicio de una revisión y reforma de la Directiva 2004/64/CE.

En relación con la seguridad de suministro en nuestro país, es conveniente destacar, como ya se apuntaba en pasados informes marco, el cada vez mayor grado de interdependencia entre los sistemas gasista y eléctrico, y la importancia de la coordinación entre ambos sistemas, ya que en 2008 el sector eléctrico representó el 42% del consumo de gas.

Para el sistema eléctrico, la demanda peninsular en el año 2008 alcanzó un valor de 264.881 GWh, lo cual supone un incremento del 0,9% respecto al año anterior. En contraste con los incrementos de años anteriores, se trata de un crecimiento escaso, debido fundamentalmente a la reducción de la actividad económica. Durante el invierno 2008/2009 se alcanzó una demanda máxima horaria de 42.961 MW, registrada el día 15 de diciembre de 2008, en la hora 19; este valor de demanda máxima resulta sensiblemente inferior al máximo histórico registrado el día 17 de diciembre de 2007 (44.876 MW).

Por lo que se refiere al gas natural, la demanda en 2008 fue de 449.389 GWh, lo que supone un incremento de un 10% sobre la demanda del año 2007. Ésta se sitúa en línea con el valor previsto en el escenario inferior del informe marco anterior. En relación con la demanda punta de gas natural del invierno 2008/2009, ésta tuvo lugar el 9 de enero de 2009, alcanzando un valor de 1.789 GWh, no superando el actual récord histórico de demanda punta, alcanzado el 17 de diciembre de 2007, con 1.863 GWh.

La interacción de los sistemas eléctrico y gasista tiene lugar debido al uso del gas natural para la generación de energía eléctrica con distintos tipos de tecnología, como es el caso de la cogeneración, las centrales mixtas de fuel/gas y los ciclos combinados. En 2008, la energía eléctrica generada en barras de central a partir de ciclos combinados de gas natural representó un tercio del total de la producción eléctrica, un 33%, situándose como la tecnología más productiva del año, seguida a distancia por la nuclear con un 21%.



En consecuencia, la seguridad de suministro eléctrico va a venir afectada cada vez más por la disponibilidad de las infraestructuras de gas para suministrar combustible a las centrales de ciclo combinado, tecnología en la que se sustenta la mayor parte del incremento futuro de potencia de generación eléctrica. Esta interacción se analizará en detalle en capítulos posteriores.

Evolución de la estructura energética en España

En el año 2008, el gas natural en España registró un crecimiento del 2,8% respecto a su participación en la cesta de fuentes de energía primaria del año 2007, ocupando desde el año 2003 el segundo lugar en importancia después del petróleo. Así, la participación del gas natural en el balance de energía primaria en 2008 alcanza el 24,30%. Del resto de energías primarias, el carbón, y el petróleo decrecen un 4%, y un 0,6% respectivamente en relación a su peso en 2007, aumentando la nuclear un 0,9% y las renovables un 0,5%. El peso del consumo del gas natural como energía final, disminuye su participación durante 2008 en un 0,1% (ver figuras 2.1.1 y 2.1.2).

En 2008 la electricidad representó el 20,9% de la energía final consumida, siendo ésta la segunda fuente en importancia como energía final de nuestro país, tras los productos derivados del petróleo.

Año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	E. Renovables^(*)
1994	18,40%	53,50%	6,70%	14,80%	6,50%
1995	18,30%	54,00%	7,40%	14,30%	5,60%
1996	15,40%	54,60%	8,30%	14,50%	7,20%
1997	16,40%	53,50%	10,30%	13,40%	6,50%
1998	15,70%	54,00%	10,30%	13,50%	6,30%
1999	17,20%	52,80%	11,30%	12,80%	5,40%
2000	17,30%	51,70%	12,20%	13,00%	5,60%
2001	15,30%	52,20%	12,80%	13,00%	6,50%
2002	16,50%	51,20%	14,20%	12,40%	5,30%
2003	14,90%	50,90%	15,60%	11,80%	6,60%
2004	14,80%	50,00%	17,40%	11,70%	6,30%
2005	14,60%	49,60%	19,90%	10,30%	5,70%
2006	12,80%	49,10%	21,00%	10,90%	6,40%
2007	13,80%	48,30%	21,50%	9,80%	7,00%
2008	9,80%	47,70%	24,30%	10,70%	7,50%

^(*) Incluye el uso final térmico de las energías renovables y el uso equivalente de energía primaria para la producción de electricidad de origen renovable.

Figura 2.1.1: Estructura del consumo de energía primaria en España. Fuente: CORES-MITYC

Año	Carbón	Prod. Petrolíferos	Gas Natural	Electricidad	E. Renovables ^(*)
1994	4,30%	64,80%	8,20%	17,40%	5,30%
1995	3,70%	65,10%	9,10%	17,30%	4,80%
1996	3,30%	64,80%	9,90%	17,30%	4,70%
1997	3,00%	64,70%	10,50%	17,20%	4,50%
1998	3,10%	64,10%	11,60%	17,10%	4,20%
1999	3,00%	62,40%	12,70%	17,80%	4,10%
2000	2,80%	61,60%	13,60%	18,10%	3,90%
2001	2,70%	61,00%	14,10%	18,40%	3,80%
2002	2,60%	60,30%	14,80%	18,60%	3,80%
2003	2,40%	59,60%	15,50%	18,90%	3,60%
2004	2,30%	59,00%	16,10%	19,00%	3,60%
2005	2,30%	57,80%	17,00%	19,50%	3,60%
2006	2,20%	58,20%	15,70%	20,60%	3,40%
2007	2,30%	57,10%	16,40%	20,40%	3,70%
2008	2,20%	56,50%	16,30%	20,90%	4,10%

^(*) Incluye sólo el uso final térmico de las energías renovables (biocarburantes, solar térmica y biomasa térmica, principalmente).

Figura 2.1.2: Estructura del consumo de energía final en España. Fuente: CNE-CORES- MITYC (SGE)

2.1 Estado actual del sistema de gas natural

El sector del gas natural en España ha experimentado en los últimos años cambios relevantes en su estructura y funcionamiento, motivados esencialmente por los principios liberalizadores establecidos en las Directivas Europeas que propugnan la apertura de los mercados a la competencia entre operadores, en beneficio de los consumidores y que se incorporaron y desarrollaron en la legislación española a partir de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Durante 2007 se avanzó un paso más en este sentido, siendo preciso destacar la publicación de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. Si bien la mayor parte de las disposiciones de la Directiva ya estaban incluidas en nuestro ordenamiento jurídico, dicha Ley profundiza en la separación jurídica y funcional de las denominadas actividades de red, de las actividades de producción y suministro, eliminando la posible competencia entre los distribuidores y comercializadores en el sector de suministro, con la desaparición del sistema de tarifas y la creación de una tarifa de último recurso. Asimismo, se refuerza la independencia del Gestor Técnico del Sistema, exigiendo la separación jurídica y funcional de éste, y se crea la Oficina de Cambios de Suministrador, al objeto de garantizar que el derecho de cambio de suministrador se ejerza bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.



Por otro lado, en diciembre de 2007 se publicó el Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, relativo a la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimientos de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

En relación con el almacenamiento subterráneo, el criterio de asignación de la capacidad proporcional a las obligaciones de mantenimiento de existencias, se vio completado con la Orden ITC 3862/2007 que organiza la realización de subastas para la adjudicación de la capacidad restante. La primera subasta de asignación ha tenido lugar en el día 10 de abril de 2008, y ha sido llevada a cabo por OMEL.

El hecho más relevante del sector gasista en 2008 quizás sea la desaparición del suministro a tarifa y el comienzo del suministro de último recurso. En aplicación de la Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural, el 1 de julio de 2008 los consumidores que estaban siendo suministrados por empresas distribuidoras en régimen de tarifa regulada, sin haber elegido aún una empresa comercializadora, pasaron a ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial de la compañía distribuidora. Por ello, en dicha fecha se traspasaron casi cuatro millones de clientes del suministro a tarifa al suministro de último recurso.

Asimismo, durante 2008 se ha aprobado el Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, que establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de ese mismo año. Este Real Decreto procede a adaptar la retribución del transporte al modelo que se comenzó a definir a finales de 2006, que refuerza la convergencia con el sistema retributivo del transporte eléctrico y con los sistemas retributivos existentes para estas actividades reguladas, en los Estados europeos de nuestro entorno. Este marco retributivo aporta las condiciones de estabilidad y ausencia de incertidumbre que la captación eficiente de recursos financieros requiere.

También en 2008 se han publicado varias resoluciones por las que se modifican aspectos de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, en concreto la NGTS-06 «Repartos» y NGTS-07 «Balance», el protocolo de detalle PD-02 «Criterios generales de elaboración de procedimientos de reparto» y el protocolo de detalle PD-11 «Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte».

Por último, cabe destacar la Orden ITC/2607/2008, de 11 de septiembre, por la que se establecen las reglas a aplicar para la asignación de la capacidad de transporte en las conexiones internacionales con Francia. Esta Orden se ha desarrollado como consecuencia de la necesidad de elaborar procedimientos conjuntos con el país vecino para evaluar las necesidades de capacidad de interconexión y aplicar mecanismos coordinados de asignación de dicha capacidad, identificada en el marco del grupo de trabajo de ERGEG denominado Iniciativa Regional del Gas del Sur, de la que la CNE es líder.

2.1.1 Balance oferta-demanda de gas natural año 2008

La demanda de gas se clasifica en dos grandes mercados, el mercado convencional, que agrupa los suministros de gas destinados al consumo residencial, al sector servicios y al sector industrial, y el mercado eléctrico, que agrupa los suministros de gas destinados a la generación en centrales eléctricas. El consumo de gas se reparte geográficamente entre



las distintas Comunidades Autónomas de un modo heterogéneo, como consecuencia del diferente grado de desarrollo de las redes de transporte y distribución, así como de las diversas necesidades relacionadas con el mercado doméstico, industrial y eléctrico.

A partir del año 2002, los mayores crecimientos del consumo de gas se producen en las provincias en las que han ido entrando en funcionamiento los nuevos ciclos combinados.

En el año 2008 se culmina el proceso de liberalización del mercado de gas natural, en el que concurren en competencia numerosas comercializadoras.

2.1.1.1 Evolución de la demanda agregada

El consumo de gas natural en España se situó durante el año 2008 en 449.389 GWh, registrando un crecimiento del 10% respecto al año 2007. Este crecimiento es el doble que el experimentado en los dos años anteriores. En cuanto al crecimiento de la demanda para generación eléctrica, ésta sube sustancialmente respecto al año anterior, siendo el incremento de un 32%. Por otro lado, la demanda convencional experimenta una reducción del 1,7% respecto del año anterior, acusando el efecto de la desaceleración económica de los últimos meses del año.

El valor de la demanda punta nacional alcanzado en 2008 es menor que el año anterior, y tiene lugar el 27 de noviembre de 2008, día en que se consumen 1.735 GWh. Durante el invierno 08-09 el máximo registrado el 9 de enero, se incrementa hasta los 1.789 GWh.

	GWh					Crecimiento %			
	2004	2005	2006	2007	2008	05/04	06/05	07/06	08/07
Demanda Agregada	319.600	375.894	391.435	408.432	449.389	18%	4%	4%	10%
Demanda Convencional	252.929	264.724	256.777	266.373	261.921	5%	-3%	4%	-1,7%
Demanda de Generación eléctrica	66.671	111.170	134.658	142.059	187.468	67%	21%	5%	+32%

Figura 2.1.3: Evolución de la demanda agregada de gas natural en España. Fuente: ENAGAS-GTS
Nota: no se incluye el aire propanado.

Desde el año 2002, la estructura de tarifas y peajes clasifica a los consumidores de gas por niveles de presión, y dentro de cada nivel de presión, por volumen de consumo. En general, los suministros en presiones inferiores a 4 bar (grupo tarifario 3) corresponden a consumidores doméstico-comerciales, mientras que los suministros del grupo 1 y 2, en presión superior a 4 bares, corresponden a usos industriales y otros grandes consumidores, como las centrales de generación eléctrica. Además, existen algunos clientes y redes de distribución no conectadas con la red de transporte, en las que el suministro se realiza a través de camiones cisterna que alimentan plantas satélite de gas natural licuado.

La figura 2.1.4 muestra la demanda desagregada por estructura de tarifas / escalones de consumo.

	2007		2008	
	GWh	% sobre total	GWh	% sobre total
Consumo de gas por escalones de presión	391.754	96,10%	437.569	97%
Grupo 3. Suministro a P < 4 bar	60.236	14,78%	63.171	14%
Grupo 2. Suministro a 4 bar < P < 60 bar	167.851	41,17%	161.089	35,7%
Grupo 1. Suministro a P > 60 bar	163.667	40,15%	213.309	47,3%
Tarifa interrumpible	0	-	291	0%
Tarifa de Materia Prima	6.158	1,51%	5.045	1,1%
GNL en cisternas para clientes con planta satélite propia	9.753	2,39%	8.212	1,9%
DEMANDA AGREGADA	407.665	100%	451.117	100%

Figura 2.1.4. Demanda de gas natural por estructura de tarifas / escalones de consumo. Fuente: CNE
Nota: Incluye el aire propanado

A continuación se analiza la evolución de la demanda de gas para el mercado convencional y para el mercado eléctrico, que evolucionan de forma muy diferente y requieren un análisis particularizado.

Evolución de la demanda convencional

El mercado convencional agrupa los suministros de gas destinados al consumo residencial, al sector servicios y al sector industrial.

El consumo convencional de gas natural en España se situó durante el año 2008 en 261.921 GWh. Esta cifra supuso una disminución de la demanda convencional del 1,7% respecto al año 2007 (Ver figura 2.1.5).

	GWh					Crecimiento			
	2004	2005	2006	2007	2008	05/04	06/05	07/06	08/07
Convencional	262.929	264.724	256.777	266.373	261.921	0,68%	-3,00%	3,70%	-1,7%
<i>Conectado a Red Básica</i>	<i>253.510</i>	<i>255.980</i>	<i>247.984</i>	<i>256.620</i>	<i>253.709</i>	<i>0,97%</i>	<i>-3,12%</i>	<i>3,5%</i>	<i>-1,1%</i>
<i>Conectado a Planta Satélite</i>	<i>9.419</i>	<i>8.744</i>	<i>8.793</i>	<i>9.753</i>	<i>8.212</i>	<i>-7,17%</i>	<i>0,56%</i>	<i>10,92%</i>	<i>-15,8%</i>

Figura 2.1.5: Evolución de la demanda convencional. Fuente: ENAGAS, CNE y Distribuidoras

Demanda mercado doméstico – comercial (grupo 3)

El consumo del grupo 3, que en general se corresponde con el segmento doméstico y comercial, representó en el año 2008 el 14% de la demanda convencional, siendo uno de sus usos fundamentales el de calefacción, motivo por el cual tres cuartas partes del consumo del grupo 3 se realiza entre los meses de octubre a marzo y su comportamiento está fuertemente correlacionado con la temperatura. En la figura 2.1.6 se muestra la elevada estacionalidad del consumo del grupo 3

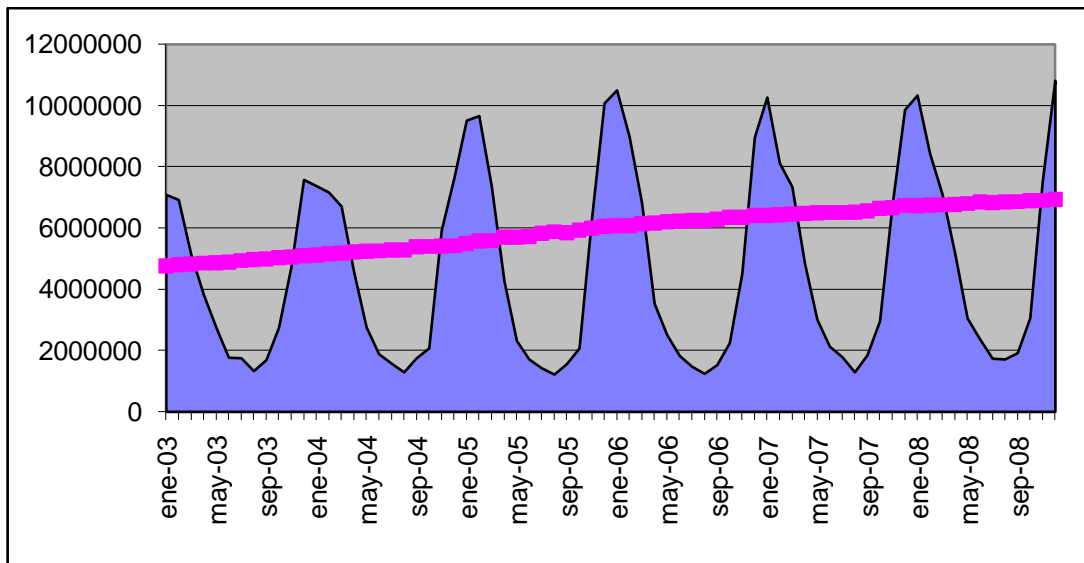


Figura 2.1.6: Estacionalidad de la demanda del grupo 3 y evolución del número de clientes. Fuente: CNE

En la figura 2.1.7 se muestra el consumo unitario de gas por cliente en las distintas provincias pudiéndose observar que las comunidades con más consumo unitario son las del centro de España (Aragón y las dos mesetas), la zona norte de España presenta consumos por cliente cercanos a la media nacional mientras que en la zona del mediterráneo los consumos por cliente son mucho más bajos.

Los datos van desde los 20 MWh / cliente y año en la provincia de Segovia, hasta los 4 MWh / cliente y año de Valencia, siendo la media nacional de unos 9,1 MWh / cliente y año.

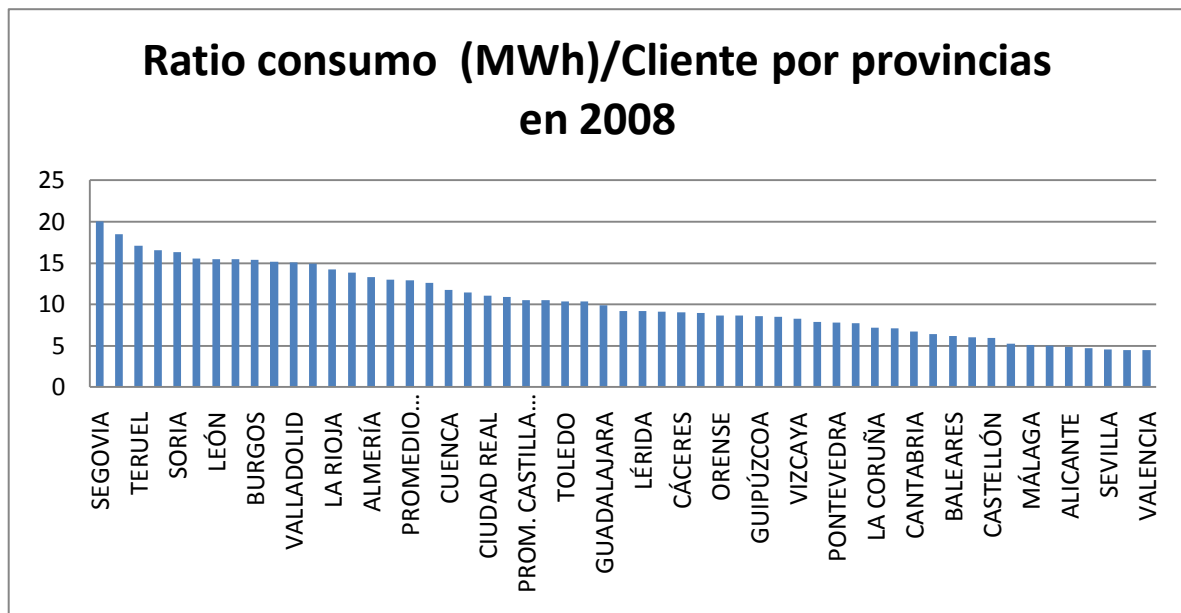


Figura 2.1.7: Consumo unitario de gas por cliente en las distintas provincias. Fuente: CNE



La extensión del suministro de gas natural al mercado doméstico se ve reflejado por el crecimiento en el número de clientes totales, que fue en 2008 de 193.000 clientes, valor que es ligeramente inferior al crecimiento medio de los últimos cinco años, que es de 360.000 clientes /año (ver figura 2.1.8). En los últimos 3 años, el número de clientes domésticos de gas natural se ha incrementado de 6 millones a 6,9 millones de clientes, siendo este crecimiento en clientes el principal responsable de la evolución interanual de la demanda del grupo 3.

Variables relacionadas con la evolución del mercado convencional	2005	2006	2007	2008	2006/2005		2007/2006		2008/2007	
					Abs	%	Abs	%	Abs	%
					Nº clientes Doméstico - Comercial (miles)	6.053	6.411	6.737	6.930	358
Nº municipios con suministro de gas natural/ manufacturado	1.204	1.248	1.325	1.409	44	3,7%	77	6,2%	84	6,3%

Figura 2.1.8: Evolución del número de clientes doméstico – comerciales y municipios. Fuente: CNE y SEDIGAS.

En relación con la extensión del suministro de gas natural por la geografía nacional, el número de municipios con acceso al gas natural continúa incrementándose, en paralelo con la extensión de las redes de transporte y distribución, a un ritmo de unas 70 nuevas poblaciones con acceso al gas natural al año.

Demanda del mercado industrial

Además de los usos energéticos del gas natural en los diferentes sectores industriales, tiene especial relevancia el consumo de gas para cogeneración y, en menor medida, para la producción de amoníaco.

La demanda de gas del sector industrial presenta una estacionalidad mucho menos acusada que la demanda doméstica, y por el contrario, es más sensible a las variaciones en el precio del gas y a la actividad económica, en el medio plazo.

En relación a la situación de la economía, como ilustra la figura 2.1.9, en 2008 el PIB creció un 1,2% y el índice de producción industrial bajó un 6,8% por efecto de la crisis. El cambio de tendencia se produce en el último trimestre de 2008, con menores crecimientos del PIB, y alcanzando ya tasas negativas en el índice de producción industrial. En el primer trimestre de 2009 se aprecian claramente los efectos de la crisis, con un descenso pronunciado del índice de producción industrial y una bajada considerable del PIB.

Año	PIB	Índice de Producción industrial
2004	3,2	0,4
2005	3,5	0,3
2006	3,9	3,3
2007	3,8	2,3
2008	1,2	-6,8
1er trimestre 2009	-3	-24,7

Figura 2.1.9. Evolución del PIB y del índice de producción industrial. Fuente: INE y Banco de España.



Por lo que se refiere al número de clientes industriales, éste se ha visto reducido progresivamente entre 2005 y 2008 (figura 2.1.10). Cabe destacar el crecimiento de los consumidores de gas para generación eléctrica (centrales de ciclo combinado a gas natural), producido principalmente en 2007, si bien en 2008 solo se pone en funcionamiento la CTCC de Soto de Ribera, alcanzando a finales de ese año la cifra de 54 ciclos en funcionamiento. En cualquier caso, la evolución del consumo de gas para generación eléctrica se analiza en un apartado específico.

Número de consumidores industriales y ciclos combinados	2004	2005	2006	2007	2008	2005/2004		2006/2005		2007/2006		2008/2007	
						Abs	%	Abs	%	Abs	%	Abs	%
						TOTAL	4.887	5.087	5.076	5.061	4.946	200	4%
Convencional	4.862	5.057	5.038	5.008	4.892	195	4%	-19	-0,3%	-30	-0,6%	-116	-2%
Eléctrico (ciclos)	25	30	38	53	54	5	20%	8	27%	15	39%	1	2%

Figura 2.1.10: Evolución del número de clientes industriales y ciclos combinados. Fuente: ENAGAS y CNE

La demanda de gas natural como materia prima para la fabricación de amoniaco representó en 2008 un 1% de la demanda convencional. En los últimos años se ha mantenido constante, en torno a 5.000-6.000 GWh/año (ver figura 2.1.4). Durante el año 2007 se eliminó la tarifa especial de gas para materia prima, y se ha introducido un peaje temporal para usuarios de gas como materia prima, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2009. A partir de esta fecha, no se contempla en la normativa vigente un trato diferenciado respecto del resto de consumidores industriales.

En 2008, el 2,3% de la demanda convencional se suministró desde plantas satélite en forma de GNL a puntos de consumo no conectados al sistema de transporte. La figura 2.1.5 contiene la cantidad de GNL suministrado a plantas satélite con un único consumidor; los suministros por planta satélite a través de redes de distribución se incluyen en el gas canalizado. El crecimiento de este mercado se ha visto limitado en ocasiones por la saturación de la capacidad de carga de cisternas en las plantas de regasificación, si bien éste no es el caso actualmente.

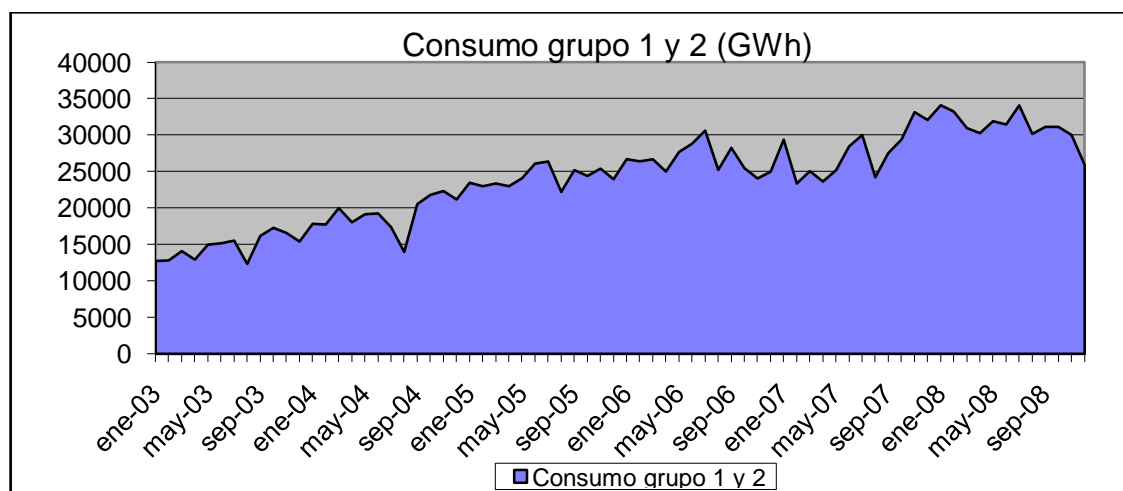


Figura 2.1.11: Evolución de la demanda de los grupos 1 y 2 Fuente: CNE



Evolución de la demanda de generación eléctrica

Dentro del mercado de generación eléctrica se puede distinguir, en función de las tecnologías de generación, entre centrales térmicas convencionales y centrales de ciclo combinado. En el año 2008, el consumo de gas natural para generación eléctrica creció un 32% con respecto al año anterior, alcanzando un consumo de 187.468 GWh (ver figura 2.1.12), debido a la mayor demanda de gas de los ciclos combinados, que participaron significativamente en la cobertura del hueco térmico, desplazando a otras tecnologías de generación.

GWh	2004	2005	2006	2007	2008	Crecimiento			
						05/04	06/05	07/06	08/07
Térmicas Convencionales	12.576	12.441	6.061	2.518	2.863	-1%	-51%	-58%	14%
Ciclos Combinados	54.095	98.729	128.597	139.541	184.605	83%	30%	9%	32%
Total	66.671	111.170	134.658	142.059	187.468	67%	21%	5%	32%

Figura 2.1.12: Evolución de la demanda generación eléctrica. Fuente: ENAGAS y CNE

La mayor eficiencia energética de los ciclos combinados, en relación con otras tecnologías replicables, provoca que el crecimiento del mercado de generación eléctrica se concentre en esta tecnología, alcanzando un crecimiento del 32% en 2009 y consolidándose el segmento de demanda de gas que crece con mayor velocidad, habiéndose multiplicado por cuatro en los últimos cinco años.

En la cesta de generación de electricidad para 2008, más de la tercera parte se produjo con las centrales de ciclo combinado a gas natural. Durante este ejercicio tan sólo se incorpora un CTCC en Soto de Ribera, con lo que a finales de año se dispone de 54 grupos, equivalentes de 400 MW(e), en operación. Por otra parte, el factor de utilización medio de los CTCC pasó del 46% en 2007, al 52% en 2008.

El 20 de junio de 2008 se alcanza el record de entregas de gas al sector eléctrico con 754 GWh, superando el del año anterior, con un factor de utilización de los ciclos del 75% y un peso de esta tecnología en la cesta de generación eléctrica del 48%.

La contribución de las centrales convencionales¹ a la demanda de gas en 2008 cambia su tendencia descendente y sube un 14% respecto a 2007. El motivo del descenso en años anteriores y su desplazamiento frente a las centrales de ciclo combinado, que son más eficientes, se puede encontrar en su mayor coste de generación, sobre todo de la tecnología fuel-gas. En general, las centrales de tecnología fuel-gas sólo funcionan para cubrir las puntas de demanda eléctrica o en los mercados de operación gestionados por Red Eléctrica para solucionar las restricciones técnicas de red. En 2008 se ha incrementado su consumo de gas porque han abandonado el fuel-oil como materia prima, bien porque les resulta más rentable funcionar con gas natural bien porque se lo exigen los requisitos medioambientales de sus Autorizaciones Ambientales Integradas.

¹ Centrales térmicas mixtas de fuel-gas y turbinas de gas

Evolución del Consumo del Mercado de Generación Eléctrica

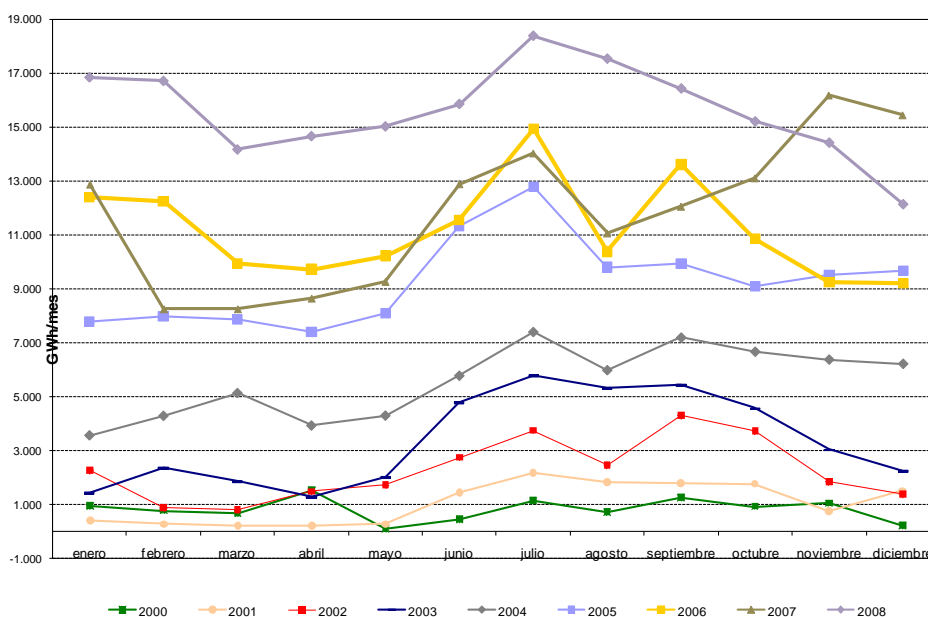


Figura 2.1.13: Evolución de la demanda de gas para generación eléctrica. Fuente: CNE; ENAGAS

2.1.1.2 La demanda de gas natural por Comunidades Autónomas

El 56% de la demanda total de gas natural en el año 2008 se concentró en cuatro Comunidades Autónomas: Cataluña (18%), Andalucía (16%), País Vasco (10%) y Comunidad Valenciana (12%). Estas mismas Comunidades Autónomas fueron las que habían concentrado la mayor parte de la demanda en el año 2007 (58,6% del total)

Los mayores incrementos de demanda en términos absolutos se han dado en las Comunidades Autónomas de Murcia (11.005 GWh), Galicia (9.316 GWh), Aragón (7.823 GWh) y Valencia (7.500 GWh). Estos incrementos se deben en parte al consumo de los nuevos grupos de ciclo combinado instalados en dichas Comunidades Autónomas.

En términos relativos, los mayores incrementos de demanda han tenido lugar en Galicia (122%), Murcia (40%), Aragón (39%), Extremadura (63,6%), Asturias (28,6%), y Navarra (20%). En el resto de Comunidades Autónomas hubo un incremento de demanda inferior al nacional (10%) o bien una contracción de la demanda.



(En MWh) CCAA	2007	2008			Variación 2008 s/ 2007	
	Total	S. Regulado	M. Liberalizado	Total	ABS	%
ANDALUCÍA	74.269.316	593.371	75.044.630	75.638.002	1.368.686	1,84%
ARAGÓN	19.813.393	889.503	26.747.444	27.636.947	7.823.553	39,49%
ASTURIAS	5.397.979	628.884	6.314.050	6.942.934	1.544.955	28,62%
BALEARES	548.359	567.467	0	567.467	19.108	3,48%
CANTABRIA	7.566.345	291.806	7.641.056	7.932.862	366.516	4,84%
CASTILLA LA MANCHA	19.360.772	776.833	18.149.000	18.925.832	-434.940	-2,25%
CASTILLA Y LEÓN	21.179.138	1.660.250	20.727.882	22.388.131	1.208.993	5,71%
CATALUÑA	81.185.884	4.908.449	75.260.523	80.168.972	-1.016.912	-1,25%
EXTREMADURA	1.164.911	246.375	1.349.926	1.596.300	431.389	37,03%
GALICIA	7.633.897	439.370	16.510.835	16.950.205	9.316.308	122,04%
LA RIOJA	9.742.125	294.270	8.602.949	8.897.219	-844.906	-8,67%
MADRID	26.131.192	5.655.635	21.353.953	27.009.588	878.396	3,36%
MURCIA	27.537.215	141.450	38.401.301	38.542.751	11.005.536	39,97%
NAVARRA	12.997.240	584.577	15.017.859	15.602.436	2.605.196	20,04%
PAÍS VASCO	39.348.093	829.398	41.739.742	42.569.139	3.221.046	8,19%
COM. VALENCIANA	44.036.417	846.272	50.690.253	51.536.525	7.500.109	17,03%
CANARIAS	-	-	-	-	-	-
CEUTA	-	-	-	-	-	-

Figura 2.1.14: Consumo de Gas Natural por CCAA. Fuente: CNE

Las Comunidades con mayores consumos industriales en términos absolutos son Cataluña, Andalucía, Comunidad Valenciana, País Vasco y Castilla y León, hay que destacar que entre todas ellas absorben el 66 % del consumo industrial en España.

Sumando el consumo industrial y de generación dentro de cada CC.AA., en Murcia, Aragón, Valencia y Andalucía éste supone más del 90% del consumo de gas natural.

Los mayores consumos domésticos y comerciales (grupo 3) se concentran en Cataluña y Madrid, Comunidades que absorben el 55% del consumo total en España de este grupo. En Madrid el consumo doméstico representa el 62,7 % del total, frente a una media de 14 % a nivel nacional.

En la figura 2.1.15 se muestra la ubicación de los ciclos combinados y centrales térmicas de generación eléctrica y la demanda de los mismos por Comunidades Autónomas en 2008.

CC.AA	Nº CTCC	Nº CT	GWh
Andalucía	12	1	43.428
Aragón	5	1	12.855
Castilla-La Mancha	2	2	9.580
Cataluña	6	3	25.205
Galicia	3	0	9.959
La Rioja	2	0	7.162
Murcia	8	0	29.834
Navarra	3	0	8.368
País Vasco	5	1	18.095
Valencia	7	0	21.363
Asturias	1	0	1.620
TOTAL	54	8	189.469

Figura 2.1.15: Consumo de Gas Natural para Generación Eléctrica por CCAA. Fuente: ENAGAS

2.1.1.3 Demanda interrumpible

Además de los almacenamientos, una de las herramientas de flexibilidad de las que dispone el sector gasista es la gestión de la demanda, a través de los acuerdos de interrumpibilidad con los clientes, a cambio de un menor precio o peaje. Los consumos acogidos a la interrumpibilidad tienen, como ventaja adicional, que se les exime del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

Los contratos de interrumpibilidad pueden emplearse en los periodos de tiempo en los cuales existe una situación muy ajustada entre la oferta y la demanda: para los casos de incrementos abruptos no previsibles en la demanda de gas (olas de tiempo frío), en casos de interrupción imprevista de la oferta de gas (fallo de una instalación, interrupción de la cadena de aprovisionamiento, etc), o en caso de infraestructuras de transporte saturadas.

La Resolución de 25 de julio de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista establecía dos tipos o modalidades de interrumpibilidad.

a) Interrumpibilidad comercial.

Se instrumenta a través de contratos firmados entre el consumidor final y el comercializador en condiciones libremente pactadas,

Los consumidores finales que sean instalaciones de generación eléctrica sólo podrán firmar contratos de interrumpibilidad comercial de duración máxima anual y con autorización previa del Operador del Sistema Eléctrico.

b) Peaje interrumpible.

Se instrumenta a través de un convenio entre el consumidor final, el comercializador y el Gestor Técnico del Sistema Gasista, con el objeto de resolver situaciones de falta de gas en el sistema que sean consecuencia de incidentes imputables a las infraestructuras involucradas en la cadena de aprovisionamiento, o a problemas de pérdida de carga en ramales saturados.



La Orden ITC/4100/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, introdujo, a través de su artículo 12, un peaje de acceso a las instalaciones gasistas en la modalidad interrumpible.

Además, el Gestor Técnico del Sistema propondrá anualmente las zonas con posibilidad de congestión y el volumen máximo de gas interrumpible en cada zona expresado en MWh/día.

De acuerdo con la Resolución 11 de septiembre de 2007 de la Dirección General de Política Energética y Minas, las necesidades máximas de capacidad interrumpible para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2007 y el 30 de septiembre de 2008 son las siguientes:

- Interrumpibilidad tipo «A» (5 días/año de interrupción): 50 GWh/día.
- Interrumpibilidad tipo «B» (10 días/año de interrupción): 100 GWh/día.

La resolución de 8 de septiembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, mantiene las mismas necesidades máximas de capacidad interrumpible para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2008 y el 30 de septiembre de 2009, actualizando la relación de zonas y gasoductos saturados a los que se dirige la oferta de asignación de interrumpibilidad.

Como resultado de los procesos de asignación de peaje interrumpible, resultó la asignación de peaje interrumpible a 16 consumidores para el periodo de 1 de octubre de 2007 a 31 de septiembre de 2008, y de 19 consumidores para el periodo de 1 de octubre de 2008 y el 30 de septiembre de 2009.

El volumen de consumo acogido a peajes interrumpibles en el año 2008 fue de 27.801 GWh representando el 6 % del mercado de gas en España, en términos de energía.

Además el volumen de consumo acogido a interrumpibilidad comercial fue de 34.954 GWh.

	Consumo anual GWh /año	Máximo consumo diario
Consumo firme	386.634	Sin datos
Consumo a peaje interrumpible	27.801	150 GWh/ día
Interrumpibilidad comercial	34.954	Sin datos
Total	449.389	1.789 GWh/día

Figura 2.1.16: Volumen de consumo firme, consumo a peaje interrumpible y consumo con interrumpibilidad comercial en el año 2008. Fuente: Elaboración CNE

2.1.1.4 Evolución de la liberalización del Mercado de gas

La libertad de elección de comercializador se inició en el año 1998 para los grandes consumidores, extendiéndose progresivamente hasta permitir la libre elección a todos los consumidores desde el 1 enero de 2003.

El 1 de julio de 2008 culmina el proceso de liberalización plena del sector gasista en España. Como se puede observar en la figura 2.1.17, el mercado minorista de gas natural ha experimentado desde el año 1999 una transición progresiva del suministro regulado al suministro liberalizado.

A finales de 2008, se encontraban operando 17 comercializadores activos en el mercado industrial y 5 en el doméstico.

Evolución de las ventas de gas natural en España

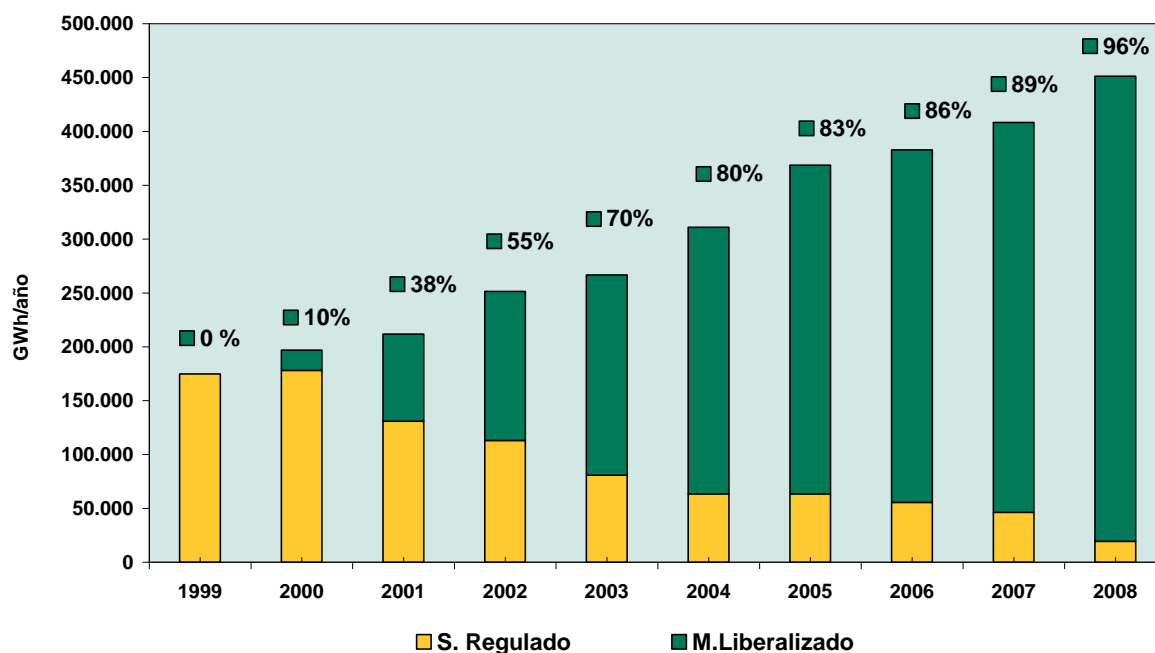


Figura 2.1.17: Evolución del proceso de liberalización del mercado minorista del gas natural por consumo desde el año 1999 hasta el año 2008. Fuente: CNE

El gráfico 2.1.18 muestra que el mercado minorista de gas natural ha experimentado desde el año 1999-2008 una transición lenta del traspaso de clientes en el mercado regulado al liberalizado. En 2008 la cuota del número de clientes en el mercado liberalizado es de 98,7%, debido a la transferencia en julio al mercado liberalizado de cerca de cuatro millones de clientes de gas natural desde el suministro regulado motivado por la Orden ITC/2309/2007. El porcentaje que resta a tarifa completa corresponde al suministro de GLP canalizado a los consumidores de Baleares.

Evolución del número de clientes de gas natural en España

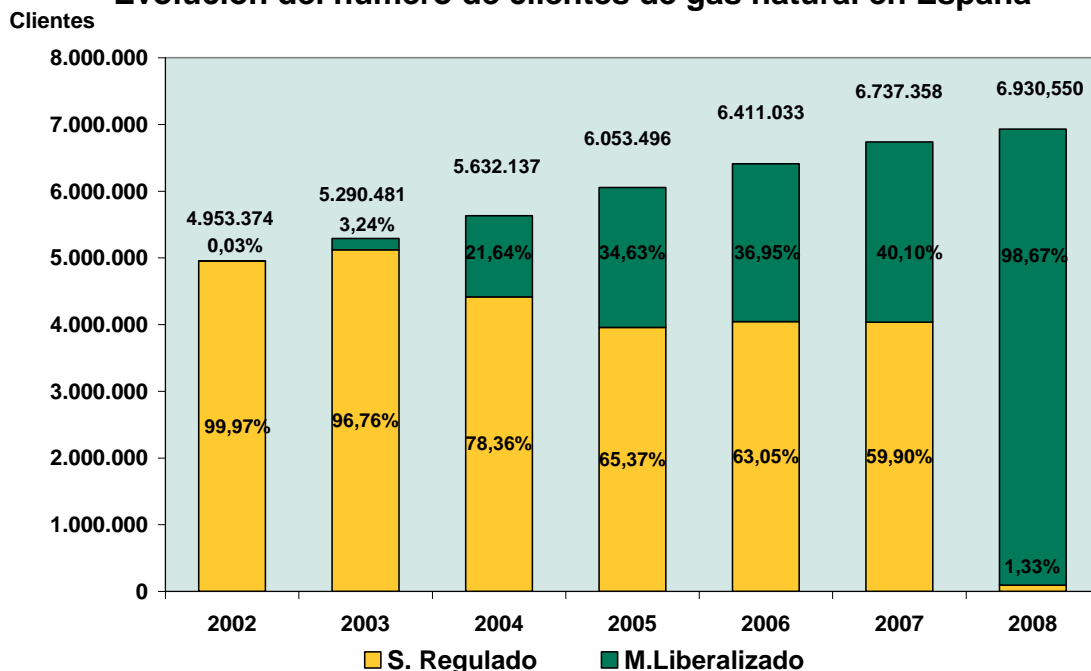


Figura 2.1.18: Evolución del proceso de liberalización del mercado minorista del gas natural por número de clientes desde el año 2002 hasta el año 2008. Fuente: CNE

2.1.1.5 Desaparición de las tarifas reguladas y establecimiento de la tarifa de último recurso

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, modificada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, suprime, en el año 2008, el sistema tarifario de gas natural y prevé el establecimiento de una tarifa de último recurso. La tarifa de último recurso es el precio que podrán cobrar los comercializadores de último recurso a los consumidores con derecho a acogerse a la misma, es decir, todos aquellos consumidores conectados a gasoductos de presión menor o igual a 4 bar. En este grupo de consumidores están incluidos todos los consumidores domésticos de gas.

El Real Decreto 1068/2007, que regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de gas natural, designa a las empresas comercializadoras de gas que prestarán el servicio de último recurso: Endesa Energía, S.A.; Gas Natural Servicios, S.A.; Iberdrola, S.A.; Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U.; Unión Fenosa Comercial, S.L.²

De acuerdo con la Orden ITC/2309/2007, a partir del 1 de julio de 2008, los consumidores que estaban siendo suministrados por una empresa distribuidora en el régimen de tarifa regulada, sin haber elegido una empresa comercializadora, pasaron a ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial de la empresa distribuidora. A partir de ese momento, se extinguen los contratos de suministro a tarifa realizados entre los distribuidores y los consumidores.

² Tras la anulación de este Real Decreto, la relación de comercializadores de último recurso se realiza mediante la disposición adicional segunda del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril.



Las tarifas de último recurso se actualizan trimestralmente por la Dirección General de Política Energética y Minas.

A partir del 1 de julio de 2008 se reduce progresivamente el número de consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso. Esta reducción afecta sólo a grandes consumidores, en función del volumen de consumo anual de gas, y de acuerdo con el siguiente calendario:

CALENDARIO DE APLICACIÓN DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO (para consumidores conectados a gasoductos de presión ≤ 4 bar)	
Fecha de aplicación	Consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso
A partir del 1 de enero de 2008	Todos los consumidores
A partir del 1 de julio de 2008	Todos los consumidores con consumo anual < 3 GWh
A partir del 1 de julio de 2009	Todos los consumidores con consumo anual < 2 GWh
A partir del 1 de julio de 2010	Todos los consumidores con consumo anual < 1 GWh

Figura 2.1.19: Calendario de aplicación de la tarifa de último recurso. Fuente: CNE

2.1.2 La oferta de gas natural

En el año 2008 los aprovisionamientos de gas natural en España se situaron en 458.901 GWh, creciendo un 12% respecto al nivel de aprovisionamientos del año anterior. Se recuerda que el incremento de la demanda fue de un 10% respecto a 2007, por lo que la ligera diferencia entre esta cifra y el crecimiento de los aprovisionamientos se debe principalmente a las variaciones de las existencias del gas almacenado en el sistema.

	2006		2007		2008		Crecimiento		
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	06/05	07/06	08/07
Aprovisionamientos	409.798		409.947		458.901		5,75%	0,04%	11,9%
GN	125.992	30,74%	129.589	31,62%	127.321	27,8%	-6,89%	2,85%	-1,7%
GNL	283.806	69,26%	280.358	68,41%	331.580	72,2%	12,54%	-1,21%	18,3%

Figura 2.1.19: Evolución de los aprovisionamientos por estado físico del gas. Fuente: ENAGAS

Desde 2002 las importaciones de GNL han venido incrementándose año a año a un ritmo elevado, con valores interanuales de crecimiento en el entorno del 20%, a excepción del año 2007 en que esta se produjo una caída del 1,21% para volver a subir en 2008 un 18,3%. Por su parte, las importaciones por gasoducto bajaron en 2008 un 1,7% respecto a 2007.

Descripción de los abastecimientos de gas natural por origen y tipo de gas

El abastecimiento de gas al mercado español está condicionado por su situación geográfica, por la ausencia casi total de producción nacional, así como por las escasas interconexiones con Europa.

Estos aspectos provocan una alta dependencia de los abastecimientos de gas por vía marítima, en forma de GNL, que en el año 2008 representaron un 72% de los aprovisionamientos, mientras que las entradas por gasoducto representaron el 28% restante.

Durante el año 2008, el mercado español se abasteció de un conjunto de diez países. El principal país proveedor es Argelia, con un porcentaje del 35,95%. Nigeria (19,41%), Egipto (12,76%), Qatar (12%), Trinidad y Tobago (11,21%), Noruega (4,66%), Omán (2%) y Libia (1,36%) completan el grupo de países más importantes en la estructura de abastecimiento. La producción nacional es muy reducida (0,30% del consumo de gas en España).

En la figura 2.1.20, se comparan los abastecimientos desde 2005.

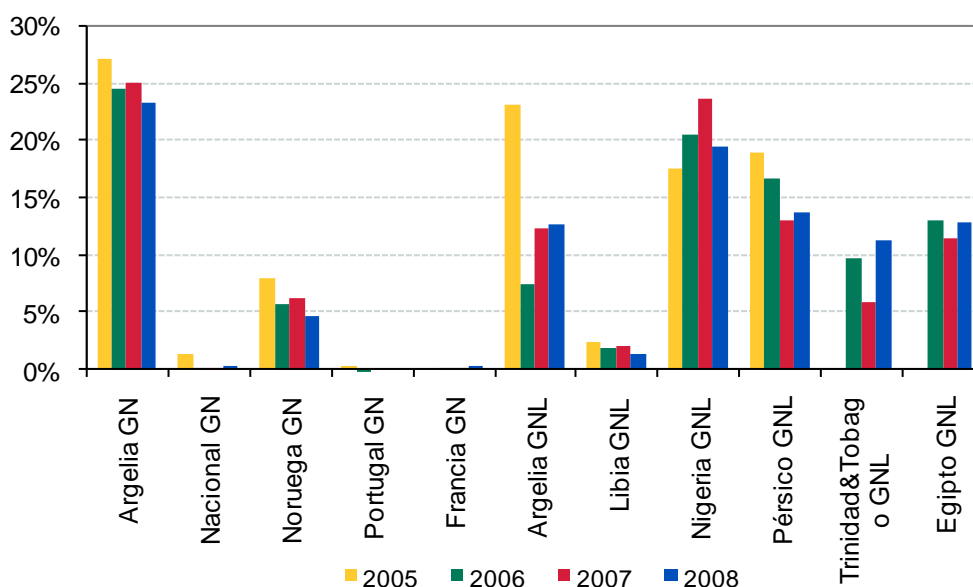


Figura 2.1.20: Origen de los aprovisionamientos. Fuente: ENAGAS

A lo largo de 2008 el gas natural incorporado por gasoducto provino de los gasoductos del Magreb y Lacq-Calahorra. La producción de gas natural del yacimiento de Poseidón supone el 0,30% del total de los abastecimientos.

El principal país proveedor de gas natural por gasoducto es Argelia con un porcentaje del 81%, seguido de Noruega (16%), excluyendo de este cálculo las importaciones por gasoducto con origen declarado en Francia y Portugal, ya que no son países productores de gas y por lo tanto, corresponden en realidad a otros orígenes sin especificar.

El principal país proveedor de GNL al mercado español es Nigeria, con un porcentaje del 27%, seguido de Qatar (18%), Egipto (18%), y Argelia (17%) que de forma conjunta fueron responsables del 80% de las importaciones totales de gas natural licuado. Además, en el año 2008 se recibió GNL procedente de Trinidad y Tobago, Libia y Omán.



Por otro lado, ha aumentado el número de buques descargados en el sistema español en el año 2008, alcanzando la cifra de 494, de los cuales 151 proceden Argelia y 98 de Nigeria.

Es importante reseñar el nivel creciente de diversificación de suministros, en los últimos años, para el mercado español. Una mayor diversificación es favorable, ya que contribuye a mejorar la seguridad de los suministros del sistema gasista español.

En 2008, el gas natural consumido en España procede de 10 destinos diferentes cuyo detalle se muestra en la figura 2.1.21.

Procedencia	Año 2007	Año 2007	Año 2008	Año 2008
	GWh	%	GWh	%
ARGELIA	138.356	34,12%	143.293	31,27%
NIGERIA	98.483	24,29%	95.050	20,74%
QATAR	54.161	13,36%	58.160	12,69%
TRINIDAD TOBAGO	26.172	6,45%	55.709	12,16%
EGIPTO	41.321	10,19%	49.160	10,73%
NORUEGA	26.229	6,47%	32.278	7,04%
LIBIA	9.248	2,28%	6.090	1,33%
ITALIA	0	0,00%	5.700	1,24%
PORTUGAL	4.064	1,00%	5.279	1,15%
BÉLGICA	0	0,00%	1.969	0,43%
OMAN	5.468	1,35%	1.916	0,42%
ESPAÑA	1.037	0,26%	1.432	0,31%
FRANCIA	927	0,23%	1.245	0,27%
GUINEA ECUATORIAL	0	0,00%	945	0,21%
TOTAL	405.466	100%	458.226	100%

Figura 2.1.21: Evolución del abastecimiento de gas natural por países. Fuente: CNE Resolución MINECO 15/7/02

[Nota: Las cantidades de gas asignadas a Portugal y Francia se corresponden con importaciones de gas de terceros países (principalmente de Argelia y Nigeria), que tienen entrada en la Unión Europea a través de la aduana portuguesa o francesa, y que posteriormente se envían desde estos países hasta España.]

Respecto a la situación del año 2007, la proporción de gas abastecido a España ha aumentado desde Argelia, Nigeria y Noruega, disminuyendo desde Qatar, Egipto, y Trinidad y Tobago.

2.1.3 Las infraestructuras actuales de gas natural

En lo que a infraestructuras gasistas se refiere, lo más relevante, durante el periodo analizado, es la puesta en marcha del gasoducto denominado Eje Transversal, de 265 km y 36 pulgadas, que conecta la zona centro con el Eje de Levante. Este gasoducto resuelve la congestión de Eje de Levante, posibilitando el incremento de regasificación de las plantas de Cartagena y Sagunto. Además, sirve de apoyo al suministro del centro peninsular en caso de ola de frío y resuelve la vulnerabilidad del sistema ante posibles fallos del gasoducto Magreb-Europa o de la planta de regasificación de Huelva.

En la figura 2.1.22 se muestra el mapa de infraestructuras actuales de la red gasista.

Red Básica de gas natural

— Septiembre 2009



Figura 2.1.22. Mapa de infraestructuras. Fuente: elaboración propia

2.1.3.1.1 Plantas de Regasificación

Los desarrollos más importantes en el área de regasificación durante 2008 han tenido lugar en la planta de Cartagena, que ha visto ampliada su capacidad de regasificación, a 1.350.000 m³(n)/h, y su capacidad de almacenamiento de GNL con un nuevo tanque de 150.000 m³. Con respecto al resto de plantas, en el año 2008 tuvo lugar el incremento de la capacidad de emisión de la planta de Sagunto en 200.000 m³(n)/h, alcanzando ésta un valor final de emisión de 1.000.000 m³(n)/h.

En la figura 2.1.23 se describe la capacidad actual de las seis plantas de regasificación existentes, en función de sus parámetros básicos: los muelles de atraque de buques metaneros, los tanques de almacenamiento de GNL, la capacidad de los equipos de regasificación y la capacidad de carga de cisternas de GNL con destino a las plantas satélites.

PLANTA DE REGASIFICACIÓN	Capacidad de almacenamiento		Capacidad de atraque máxima (m3 de GNL)	Capacidad de emisión		Días de autonomía máximos (*)	Días de autonomía mínimos (**)	Capacidad carga de cisternas. Nº cisternas/día
	Nº Tanques de GNL	m3		P (bar)	m3/hora			
Barcelona	2	x 40.000	1 x 80.000 1 x 140.000	52	600.000	7,4	5,6	50
	2	x 80.000		72	1.050.000			
	2	x 150.000		TOTAL	1.650.000			
	TOTAL: 540.000							
Cartagena	1	x 60.000	1 * 80.000 1 * 140.000	72	1.350.000	7,1	5,3	50
	1	x 100.000						
	1	x 127.000						
	1	x 150.000						
TOTAL: 437.000								
Huelva	1	x 55.000	140.000	72	1.350.000	7,8	5,4	50
	1	x 105.000						
	2	x 150.000						
TOTAL: 460.000								
Bilbao	2	x 150.000	140.000	72	800.000	8,5	4,6	15
	TOTAL: 300.000							
Sagunto	2	x 150.000	140.000	72	1.000.000	6,8	4,0	35
	TOTAL: 300.000							
Mugardos	2	x 150.000	140.000	72	412.800	16,5	9,0	35
	TOTAL: 300.000							
TOTAL	TOTAL:	2.337.000			6.562.800	8,1	7,7	235

(*) Los días de autonomía máximos se calculan como los días que, regasificando a capacidad nominal, se tarda en consumir el gas de los tanques llenos, descontando el mínimo de llenado o talón (9%)

(**) Los días de autonomía mínimos se calculan como los días que, regasificando a capacidad nominal, se tarda en consumir el gas de los tanques cuando los tanques presentan capacidad para la descarga de un buque grande, 125.000 m³ de GNL, descontando el talón (9%)

Figura 2.1.23: Capacidad actual de las plantas de regasificación españolas. Fuente: Enagás.

Es necesario señalar que la emisión de las plantas de regasificación, en punta de demanda, puede ser superior a la señalada en la figura 2.1.23 si se contempla el funcionamiento de los equipos de vaporización de emergencia³. Asimismo, otro factor a tener en cuenta es que la capacidad de emisión puede verse limitada por los gasoductos de salida de la planta, y la demanda diaria de su zona de influencia.

A partir de las existencias de GNL en las plantas y la capacidad de producción, se establece la autonomía de la planta. En los momentos previos a la descarga de un buque metanero, debe haber espacio libre en los tanques de las plantas para albergar el GNL transportado en el buque. En tales circunstancias, y suponiendo que se espera la descarga de un buque grande (por ejemplo de 125.000 m³ GNL), las autonomías de las plantas pasan a ser de 5,3 días para Cartagena, de 4,6 para Bilbao, 4,0 para Sagunto, 5,3 para Barcelona, 5,4 para Huelva y 9 para Mugaros.

2.1.3.1.2 Gasoductos de conexión internacional

España dispone de cinco conexiones internacionales por gasoducto, dos con Francia por Larrau (Navarra) e Irún (San Sebastián), otra con Marruecos por Tarifa (Cádiz), y dos con Portugal por Badajoz y Tuy (Pontevedra).

En general, las conexiones internacionales por gasoducto se operan con flujos bastante constantes que se adecuan a la flexibilidad de los contratos de compra de gas y a la necesidad de cumplir la cláusula de compra garantizada “take or pay”. Desde la puesta en marcha del gasoducto del Magreb en 1996, las entradas de gas natural por gasoducto a la Península han permanecido más o menos constantes, por lo que a medida que ha crecido la demanda, la proporción GN/GNL se ha ido desequilibrando a favor del GNL. Esta tendencia, se rompió en 2004, tras la ampliación del gasoducto del Magreb, y volverá a romperse en el futuro, tras la entrada en funcionamiento del gasoducto de interconexión Medgaz, a finales de 2009, que unirá la Península directamente con Argelia.

Las capacidades, nominal y punta, de las conexiones internacionales durante el año 2008 se indican en la figura 2.1.24.

Localización	Capacidad Nominal	Punta de producción	
	GWh/día	GWh/día	Fecha de punta
Larrau	87	85	15/04/2008
Irún (salida)	-4	-3	26/12/2008
Tarifa	355	320	23/02/2008
Badajoz	68	40	11/10/2008
Tuy (1)	18	23	1/07/2008
TOTAL CONEX. INT.	524	464	

(1) Este gas es parte de la entrada del GME en Tarifa para el mercado español.

Figura 2.1.24: Flujos de gas contractuales diarios y anuales de las conexiones internacionales por gasoducto en 2008. Fuente: ENAGAS.

³ La capacidad de emisión de emergencia de Barcelona es de 100.000 m³(n)/h, en Bilbao de 135.000 m³(n)/h, en Sagunto de 150.000 m³(n)/h, en Cartagena de 450.000 m³(n)/h y en Huelva de 400.000 m³(n)/h.



La capacidad que podría dar para el sistema gasista español la conexión internacional del Magreb es de 1.270.000 m³(n)/h, a los que se podrían añadir capacidad adicional en el supuesto de no existir una limitación en el transporte desde el sur, conjuntamente con la planta de Huelva. No obstante, la capacidad real máxima estaría finalmente limitada por la capacidad de la red de transporte, en concreto por la capacidad de vehiculación de las estaciones de compresión de Algete y Almendralejo, y la demanda que existiese tanto aguas arriba como aguas abajo de ambas estaciones.

En la conexión internacional de Larrau existe, en determinadas situaciones, una limitación en el caudal de entrada derivada de la presión contractual en frontera, que en la actualidad es de 61,7 bar, y de la resultante en el gasoducto Tivissa-Haro, al que se incorpora la mayor parte del gas procedente de esta conexión internacional. La puesta en marcha de la estación de compresión de Navarra incrementó la capacidad de entrada al sistema gasista español a través de la interconexión de Larrau, con lo que alcanzará la capacidad máxima de importación de 165 GWh/día (el lado francés de 100 GWh/día), y la capacidad global será de 100 GWh/día. El incremento notable de la capacidad de transporte del Eje del Levante así como de la interconexión de éste con el Eje del Ebro a través de la puesta en marcha de distintos proyectos recogidos en la planificación marcará un hito en la historia del sistema gasista español ya que, por primera vez, será posible la inversión del sentido del flujo a través de la interconexión de Larrau, ofreciendo a los operadores la posibilidad de utilizar ésta tanto para importación como para exportación de gas. Asimismo, eliminará definitivamente los requerimientos mínimos de suministro a través de la interconexión de Larrau para mantener la presión en la zona del Eje del Ebro. Según las previsiones de su promotor respecto a estas infraestructuras, la exportación de gas hacia el país vecino a través de Larrau será viable a mediados de 2010, con una capacidad de 30 GWh/día.

A través de la conexión internacional de Tuy las importaciones de gas procedente de las conexiones de Tarifa-Badajoz-Tránsito por Portugal se han reducido un 76% respecto a los valores alcanzados en 2007, no habiéndose producido exportaciones.

La capacidad de la conexión de Irún está limitada en función de la demanda en su zona de influencia y de las presiones de operación existentes en la red española, concretamente en la posición de Vergara, y en la red francesa, en Biriattou. Esta interconexión viene siendo habitualmente utilizada para exportar gas. A pesar de la futura puesta en marcha de distintas infraestructuras en el lado español, la interconexión de Irún sólo registrará un ligero incremento (de 2 GWh/día) de la capacidad de transporte desde Francia hacia España durante la época estival, debido a que, pese a incrementar la capacidad de transporte desde el lado español, en el lado francés no están previstos refuerzos por el momento.

2.1.3.1.3 Yacimientos de gas nacionales

En la actualidad, la producción de gas natural en España se encuentra en declive en los yacimientos existentes, hecho contrastable por la reducción de la capacidad de producción máxima (y producción anual) respecto a años anteriores.

Destacan los yacimientos de Poseidón, Marismas y Palancares. Poseidón es un yacimiento marino situado en el Golfo de Cádiz. Marismas y Palancares son yacimientos terrestres, situados en el valle del Guadalquivir. En Marismas se han realizado pruebas a lo largo del año 2008 para validar su viabilidad como almacenamiento subterráneo.



La emisión de los yacimientos podría llegar a alcanzar los valores recogidos en la figura 2.1.25.

Yacimiento	Punta de producción	
	Gwh/día	Fecha
Valle del Guadalquivir (Marismas y Palancares)	15	20/01/2007
Poseidón (Golfo de Cádiz)	8	06/05/2005
TOTAL	23	

Figura 2.1.25: Capacidad de producción punta histórica de los yacimientos de gas. Fuente: ENAGAS

2.1.3.1.4 Gasoductos de transporte

Los gasoductos de transporte en España, primario y secundario, totalizan en torno a 10.190 km, de los cuales más del 82% pertenecen a ENAGAS, con un porcentaje entre el 1,5% y el 7% se sitúan Gas Natural Transporte, Endesa Gas Transportista y Naturgas Energía Transporte, y el resto de la infraestructura de gasoductos de transporte está en manos de Transportista Regional del Gas, Infraestructuras Gasistas de Navarra, SAGGAS, Reganosa e Iberdrola Infraestructuras Gasistas.

Durante 2008 se incorporaron 511 km de nuevos gasoductos de transporte, repartidos entre los tramos que se citan a continuación:

- Arévalo-Medina del Campo (30 km)
- Eje Transversal (264 km)
- Semianillo de Madrid de norte a sur por el oeste (73 km)
- Desdoblamiento de la Fase II al Campo de Gibraltar (14 km)
- Barcelona-Martorell-Arbós (72 km)
- Duplicación del gasoducto Vergara-Zaldivia (28 km)
- Cabañas-Abegondo (30 km)

2.1.3.1.5 Estaciones de compresión

El sistema de transporte español tiene doce estaciones de compresión. De estas doce estaciones, once son propiedad de ENAGAS y la otra propiedad de Gasoducto de Extremadura, participada por ENAGAS.

La tabla 2.1.26 muestra las características principales de las estaciones de compresión.

INSTALACIÓN		Caudal máximo vehiculado (m ³ (n)/h)	Potencia (HP)	Número de compresores
E. C. de Arbós (Tarragona)		1.042.000	36.343	4+1
E. C. de Tivissa (Tarragona)		486.000	44.922	2+1
E. C. Haro (La Rioja)		270.000	13.176	2+1
E. C. Sevilla (Sevilla)		1.140.000	58.495	2+1
E. C. Algete (Madrid)		130.000	11.018	1+1
E. C. Almodóvar (Ciudad Real)		450.000	14.100	2+1
E. C. Zamora (Zamora)		375.000	16.937	2+1
E. C. Paterna (Valencia)		600.000	28.577	3+1
E. C. Crevillente (Valencia)		611.000	30.039	1+1
E. C. Villafranca (Córdoba)		1.600.000	77.250	4+1
E. C. Almendralejo (Badajoz)	Portugal	440.000	29.307	4+1
	Ruta de la Plata	220.000		
E. C. Zaragoza		400.000	18.784	2+1
E.C. Alcázar de San Juan		1.300.000	61.513	2+1

Figura 2.1.26: Características de las estaciones de compresión . Fuente: ENAGAS

El sistema de transporte cuenta, asimismo, con unas 350 estaciones de regulación y/o medida, más de 50 cromatógrafos y aproximadamente 200 equipos de odorización.

2.1.3.1.6 Gasoductos de distribución

La red de distribución en España a finales del año 2008 estaba formada por cerca de 58.000 km de gasoducto. El material más utilizado en las redes de distribución es el polietileno (por encima del 75%) y el segundo material más utilizado es el acero (en torno al 20%). Las redes de alta presión son todas de acero, mientras que en las redes de baja presión se encuentran, además del polietileno, otros materiales como la fundición dúctil, el PVC, la plancha asfaltada o el amianto-cemento que, por ser materiales obsoletos, están siendo sustituidos paulatinamente por el primero en los últimos años.

También forman parte de la infraestructura española de distribución más de 2.100 estaciones de regulación y más de 40 sistemas de odorización.

Aunque todas las Comunidades Autónomas peninsulares disponen de suministro de gas natural, el desarrollo de las infraestructuras y la introducción del gas natural es más reciente en zonas como Galicia, Extremadura, Andalucía Oriental, la parte occidental de Castilla León, Castilla La Mancha y Murcia. En algunos núcleos el suministro se realiza mediante plantas satélite de GNL que permiten adelantar la llegada del gas natural.

Uno de los objetivos de la Planificación es la extensión del suministro de gas natural a la mayor parte de los núcleos urbanos importantes y centros industriales, considerando que la llegada del gas natural supone un apoyo fundamental al desarrollo económico y social.

La especificación de las zonas de gasificación prioritaria para asegurar el desarrollo homogéneo del sistema gasista, en todo el territorio nacional, debe realizarse en el marco de la Planificación del sistema, con la participación de las distintas Administraciones y de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

La definición de estas áreas es una decisión política que supera el ámbito técnico en el que se realiza este estudio, y por ello no se efectúa en el mismo ninguna propuesta de zonas de gasificación prioritaria.

La figura 2.1.27 muestra las empresas distribuidoras que operan en la geografía nacional.

Nota: En negrita distribuidora con mayor número de puntos de suministro.

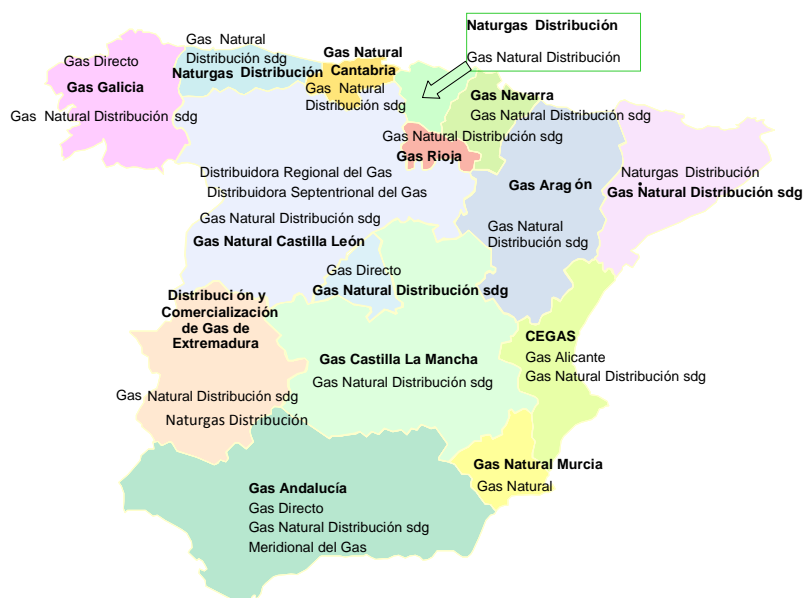


Figura 2.1.27. Empresas de distribución que operan en cada Comunidad Autónoma. Fuente: CNE

2.1.3.1.7 Almacenamientos Subterráneos de gas natural

El gas natural en España se almacena dentro del sistema gasista en los almacenamientos subterráneos, en los tanques de GNL y, en una pequeña proporción, en los propios gasoductos.

En la actualidad España posee dos almacenamientos subterráneos, que son antiguos yacimientos depletados de gas natural, Serrablo (Huesca) propiedad de ENAGAS S. A. y Gaviota (situado a 8 km de la costa de Vizcaya) propiedad de RIPSA y operado por ENAGAS.

La figura 2.1.28 muestra las características de ambos almacenamientos.

Almacenamientos	Capacidad de almacenamiento			Capacidad de vehiculación	
	Mm ³ (n)			Mm ³ (n)/día	
	Gas colchón(*)	Gas útil	Gas total	Inyección	Extracción
SERRABLO (Aurín y Jaca)	420	680	1.100	3,9	6,8
GAVIOTA	1.700	979	2.679	4,5	5,7
TOTAL	2.120	1.659	3.779	8,4	12,5

Figura 2.1.28: Características de los almacenamientos subterráneos de gas natural en el momento actual. Fuente: ENAGAS

2.1.4 Funcionamiento del sistema gasista durante el año 2008. Invierno 2008/09.

Como ya se ha citado anteriormente, la demanda anual de gas natural en España durante el año 2008 fue de 449.389 GWh, que registra un incremento del 10% sobre la demanda del año anterior. En cuanto a la demanda punta diaria registrada en el invierno tuvo lugar el 9 de enero de 2009, alcanzando un valor de 1.789 GWh, no superando el récord histórico de demanda punta, alcanzado el 17 de diciembre de 2007, con 1.863 GWh.

Tal como se pone de manifiesto en la figura 2.1.29, en el año 2008 el GNL supuso el 72% del suministro al mercado nacional frente al 28% del suministro de GN.

La producción nacional de gas natural aumentó un 28% respecto al año 2007, si bien dicho incremento se debe más bien a la extracción de gas de los yacimientos que se encuentran efectuando pruebas para su transformación en almacenamientos subterráneos.

El 97,5% de la demanda anual se suministró desde la red de gasoductos, mientras que el 2,5% restante fue transportado en camiones cisterna desde las plantas de regasificación, hasta las plantas satélite de GNL repartidas por la geografía nacional. Por su parte, las mermas y autoconsumos del sistema supusieron 4.290 GWh durante el año 2008 (un 1% del total de entradas al sistema).

Entradas en el Sistema				Emisión			Demanda de Gas y Variaciones de Existencias			
Aprovisionamiento Sistema Español	GNL	331.580	72%	Barcelona	77.601	16,9%	Variación Existencias	Barcelona	-1.169	-0,3%
				Cartagena	47.323	10,3%		Huelva	193	0,0%
				Huelva	61.101	13,3%		Cartagena	152	0,0%
				Bilbao	56.278	12,3%		Bilbao	669	0,1%
				Sagunto	66.586	14,5%		Sagunto	429	0,1%
				Mugaridos	21.749	4,7%		Mugaridos	-25	0,0%
				Total Plantas GNL	330.638	72,2%		Total Plantas GNL	249	0,1%
	GN	127.321	28%	Larrau	22.296	4,9%		Serrablo	1.070	0,2%
				Tarifa	98.275	21,5%		Gaviota	1.574	0,4%
				Tui/Badajoz	5.415	1,2%		Total AA. SS.	2.644	0,6%
				Conex. Internac.	125.986	27,5%		Inyección yacimientos	-112	0,0%
				Yacimientos Nacion.	1.334	0,3%		Gasoducto	296	0,1%
								Mermas y autoconsumos	4.290	1,0%
						Demanda Nacional Transportada	Por Cisternas GNL	11.389	2,5%	
							Por Gasoducto	438.000	97,5%	
TOTAL Aprovisionamiento Sistema Español		458.901	94,2%	TOTAL Producción Sistema Español			457.958	94,2%	TOTAL DEMANDA	449.389
Tránsito a Portugal	GN	28.318	100%	Huelva		0,0%	Entregas a Portugal		28.318	5,9%
	GNL		0%	Tarifa	28.318	100%				
	TOTAL	28.318	5,8%		28.318	5,8%				
Tránsito a Francia	GN		0,0%				Exportación mercados GN intern.	2.145	0,4%	
Otros Tránsitos	GNL		0,0%		0		Exportación GNL internac.	0	0,0%	
TOTAL Entradas		487.219		TOTAL Producción		486.276	TOTAL Salidas		479.852	

Figura 2.1.29. Estructura de aprovisionamiento y balance de gas en el año 2008 (GWh/año). Fuente ENAGAS y CNE.

En la figura 2.1.30, se observa que Tarifa y Barcelona son los puntos de entrada al sistema con mayor peso, con el 21,5% y el 17% de los suministros respectivamente. No obstante, la aportación de ambos ha venido disminuyendo en términos relativos en el cómputo global, en pro de una distribución más equilibrada de los suministros a través del resto de los puntos de entrada.

Analizando el funcionamiento del sistema frente al hipotético fallo de una de las entradas (criterio n-1), actualmente, los fallos más difíciles de suplir serían Tarifa, por el volumen de gas que se introduce a través de esta conexión internacional, y la Planta de Barcelona, que es el punto de entrada del sistema con mayor capacidad y fuente de suministro de una demanda local significativa, difícilmente suministrable desde otros puntos de entrada. Sin embargo, como se ha apuntado anteriormente, hoy en día el sistema de transporte está más equilibrado que en años pasados, lo que a nivel técnico, puede dar lugar a una reducción de las distancias medias de transporte entre los puntos de entrada y los de consumo.

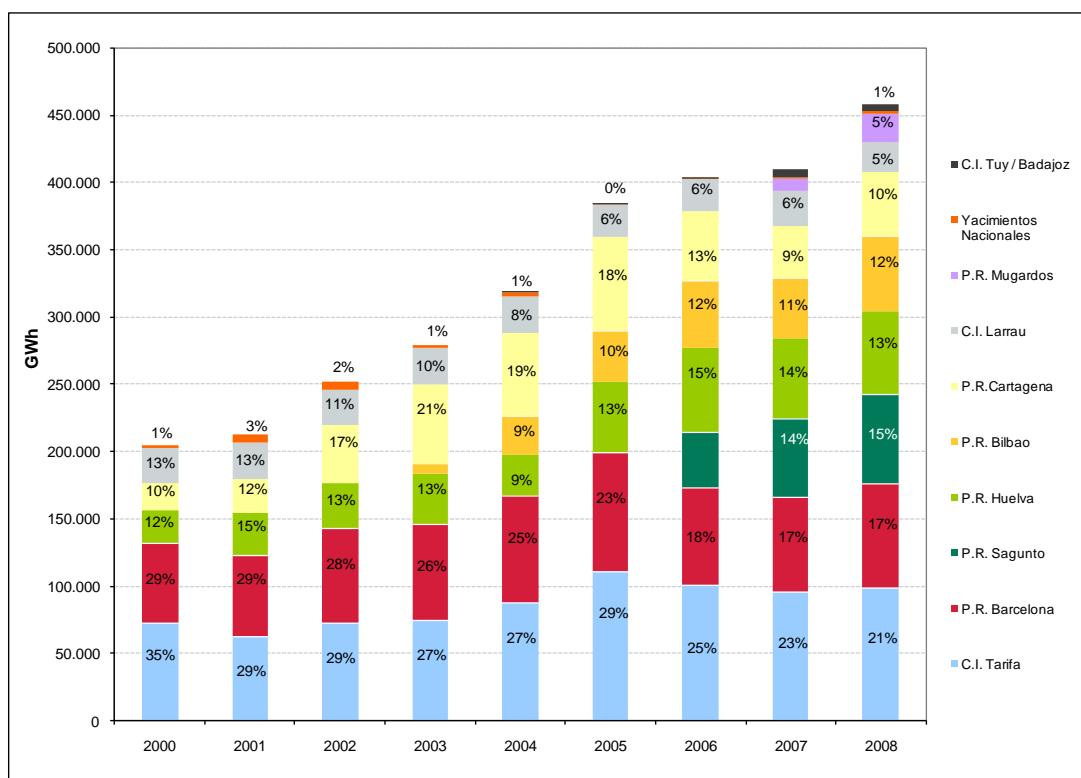


Figura 2.1.30. Estructura de los medios de producción del sistema de gas natural (GWh/año). Fuente ENAGAS

En relación con las plantas de regasificación, cabe apuntar el incremento de la producción, respecto de 2007, de la planta de Sagunto, cuya aportación de gas al sistema es ya superior a la de la planta de Huelva. La Planta de Mugardos ha aumentado su producción desde su puesta en marcha a mediados de 2007 y contabiliza ya un 5% de la producción total.

En la figura 2.1.31 se muestran, para el año 2008, las descargas de gas realizadas en las plantas de regasificación, la capacidad nominal de emisión y el factor de utilización real.

Punto de entrada	Volumen de entradas de gas TWh	Capacidad nominal	Factor de utilización real %
		GWh/día	
Barcelona	77,1	487	43%
Huelva	61,8	402	42%
Cartagena	47,3	402	35%
Bilbao	56,8	229	67%
Sagunto	66,9	291	80%
Mugardos	21,6	127	47%
TOTAL	331,5	1.938	54%

Figura 2.1.31. Factor de utilización de las plantas de regasificación en el año 2008. Fuente ENAGAS

El factor de utilización promedio de las plantas ha sido del 54%, situándose siete puntos por encima del factor de utilización registrado en el año anterior. Por debajo del valor medio se situaron las plantas de Cartagena, con un 35%, Mugardos, con un 47%, Barcelona, con un 43% y Huelva, con un 42%. La planta de Bilbao aumentó su factor de utilización, y se situó por encima de la media (67%), mientras que la planta de Sagunto experimentó un incremento notable en su uso, con un factor de utilización (80%) muy superior al del resto de las plantas.

El número de metaneros descargados durante el 2008 aumentó, respecto al año anterior en 69 buques más, y el volumen de GNL emitido por las plantas creció un 17%.

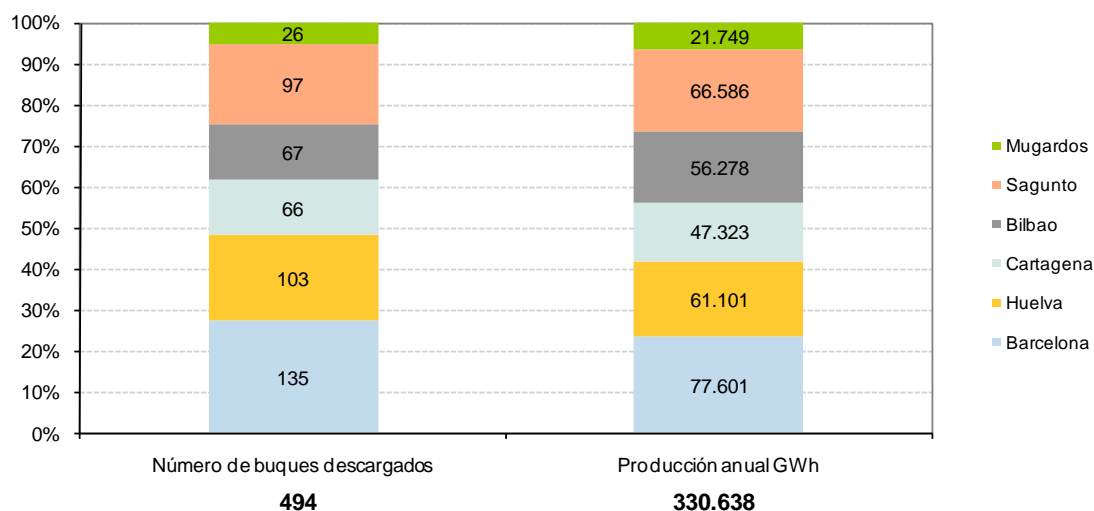


Figura 2.1.32. Funcionamiento de las plantas de regasificación en el año 2008. Fuente ENAGAS y CNE.

Durante el año 2008, en las plantas de regasificación se cargaron cisternas de GNL por un valor de unos 11.390 GWh, un 17% más que en el periodo anterior. La capacidad diaria de carga de cisternas máxima para el sistema es de 235 cisternas/día (50 cisternas/día en las plantas de ENAGAS, 35 cisternas/día en Sagunto y Mugardos y 15 cisternas/día en BBG). La entrada en funcionamiento de los gasoductos de transporte previstos en la Planificación, como el Eje transversal, posibilitan el suministro de gas a nuevas zonas antes abastecidas mediante plantas satélites lo que ha disminuido las necesidades de capacidad para el suministro de gas por medio de cisternas de GNL y descongestionado la carga de cisternas.

En relación con las existencias en los almacenamientos subterráneos, se debe indicar que las estructuras alcanzaron prácticamente su nivel máximo de llenado a finales del mes de octubre.

En la figura 2.1.33 se recogen los flujos de gas en la Península Ibérica durante el año 2008.

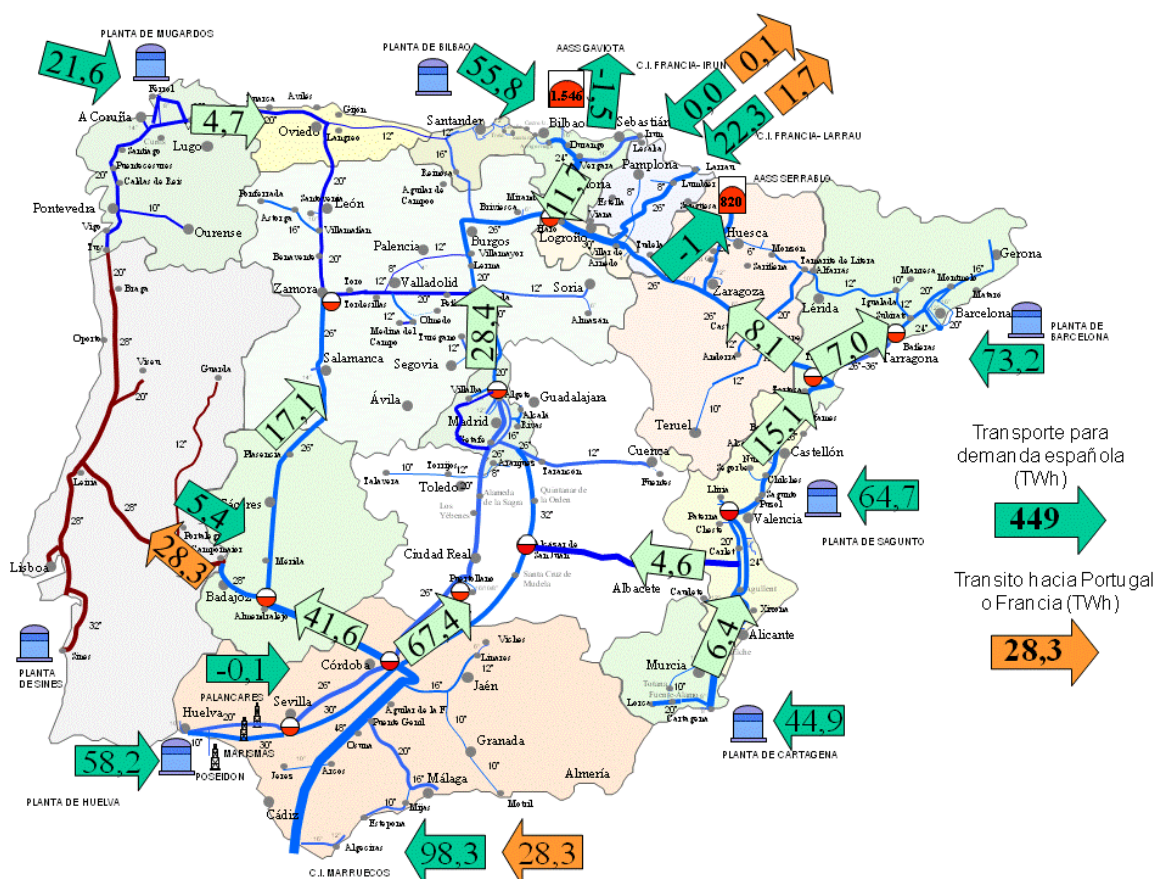


Figura 2.1.33. Flujos de gas natural en el año 2008 en TWh. Fuente: ENAGAS y CNE.

A la vista del mapa de flujos, figura 2.1.33, hay que destacar los siguientes puntos:

- Las Comunidades Autónomas más occidentales de la Península, en concreto Andalucía, Extremadura, Galicia, Castilla La Mancha, Castilla y León, Madrid, Asturias y Cantabria se han seguido suministrando con el gas procedente de Huelva, Tarifa, Mugardos y los yacimientos del Guadalquivir, que también proporcionaron gas para atender a la demanda de Portugal. Además, quedó un pequeño remanente de estos orígenes que pasó a través de la estación de compresión de Haro hacia el Este, que se unió al flujo procedente de la planta de Bilbao. Por tanto existió un notable esfuerzo de transporte Sur-Norte.
- La demanda de Galicia fue suministrada desde la nueva planta de regasificación de Mugardos. Esta planta ha reducido las necesidades de transporte en la zona noroeste.
- El gas natural que consumió Cataluña se suministró en gran medida desde la planta de Barcelona, si bien también recibió gas procedente de la planta de Sagunto.
- De la misma forma, Cartagena suministró en su totalidad la demanda de Murcia y parte de la de la Comunidad Valenciana.



- La planta de Sagunto suministró la demanda de la Comunidad Valenciana que no satisfizo la de Cartagena, suministrando, además, gas a Aragón y una parte a Cataluña
- La demanda de Navarra, La Rioja y País Vasco se ha satisfecho con gas procedente de la interconexión de Larrau y la planta de Bilbao.
- Por lo tanto, las Comunidades de Asturias, Cantabria y Castilla y León son las que más esfuerzo de transporte (a más larga distancia) han requerido.

2.1.4.1 Normas de Gestión Técnica y Plan Invernal 2008/2009

Con objeto de complementar las reglas de operación normal del sistema durante el invierno, tal y como indican las NGTS, el 15 de noviembre de 2008, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobó la Resolución por la que se aprobaba el Plan de Actuación Invernal 2008/2009 para la Operación del Sistema Gasista, de aplicación entre el 1 de noviembre de 2008 y 31 de marzo de 2009.

Las reglas principales establecidas por el Plan de Actuación Invernal 2008/2009 fueron:

- Limitación a las exportaciones, garantizando unas entradas mínimas por Larrau de 175.000 m³/h (50 GWh/día).
- Obligar a todos los usuarios que aporten GNL al sistema a mantener en todo momento unas existencias mínimas de seguridad en el conjunto de tanques de las plantas de regasificación equivalentes a 3 días de la capacidad contratada o reservada.
- Si se acuerdo con el programa mensual propuesto, en algún momento las existencias de un usuario en una planta fueran inferiores a dos días del total de la capacidad contratada en dicha planta, las programaciones podrán declararse no viables, siempre que se estime que existe un riesgo para la seguridad del sistema.
- Necesidad de disponer de una reserva de capacidad, por parte de los comercializadores, para atender la punta de demanda de su mercado doméstico.

2.1.4.2 Invierno 2008/2009

Durante el invierno 2008/09 las temperaturas se mantuvieron por debajo de los rangos esperados. A su vez se declararon dos situaciones puntuales de ola de frío comprendidas entre el 26 de noviembre y el 3 de diciembre y del 7 al 15 de enero. Las temperaturas más bajas se registraron el día previo al de consumo punta invernal, el 8 de enero de 2009.

La demanda del mercado nacional cierra el año con un crecimiento del 10%, debido fundamentalmente al aumento de las entregas para generación eléctrica que suponen un 32% más sobre el valor acumulado en 2007. Sin embargo la demanda convencional se redujo en un 1,7 %, como consecuencia del retroceso en el mercado industrial debido a la contracción económica, acentuada en el cuarto trimestre del año, y pese a las temperaturas por debajo de la media en este trimestre.

	Acumulado 1 ^{er} Trimestre 2008	Acumulado 2 ^o Trimestre 2008	Acumulado 3 ^{er} Trimestre 2008	Acumulado 4 ^o Trimestre 2008
Sector convencional	+1,2%	+0,9%	-0,1%	-1,7%
Sector eléctrico	+62,4%	+55%	+49%	+32%
Total	+17,9%	+17,3%	+16,7%	+10%

Figura 2.1.34. Crecimiento de demanda acumulada, por trimestres, respecto al mismo periodo del año 2007.
Fuente: ENAGAS.

El sistema ha respondido perfectamente a las necesidades de la demanda, sin que se produjeran acontecimientos operativos de relevancia durante este invierno.

2.1.4.3 Funcionamiento del Sistema Gasista en la semana de demanda punta

La punta de demanda de gas se produce en los días de invierno de menores temperaturas. Esta estacionalidad asociada a la temperatura es muy acusada en el sector doméstico, pero también se produce en el resto de consumidores (industria y generación eléctrica). En el caso del sector eléctrico, la estacionalidad está asociada a más variables que a la propia temperatura, dado que el consumo de gas en los ciclos combinados depende también de la hidráulicidad, precio del mercado eléctrico, del grado de funcionamiento del régimen especial o de la disponibilidad de otras tecnologías de generación.

A continuación se analiza la capacidad del sistema para atender la demanda de la punta invernal de gas, que tuvo lugar durante el invierno 2008/09.

Como ya se ha dicho, la punta diaria de demanda nacional tuvo lugar el día 9 de enero de 2009 con 1.789 GWh, un 4 % inferior a la punta del invierno anterior (ver figura 2.1.35). De los 1.789 GWh, 54 GWh fueron suministros a plantas satélites de GNL a través de cisternas.

El consumo convencional canalizado representó el 56 % de la demanda total en este día, mientras que el consumo de las CTCC supuso una demanda del 44%.

Demanda punta: 9 enero de 2009			
Datos: GWh/día	Invierno 07/08	Invierno 08/09	Incremento
Convencional (firme e interrumpible)	1.075	1009	-6%
CCGT	703	740	5%
Térmica convencional	31	1	-97%
Toral demanda Red Básica	1.809	1750	-3%
Plantas satélite	54	39	-28%
TOTAL	1.863	1.789	-4%

Figura 2.1.35: Demanda de gas el día punta de los inviernos 2007/08 y 2008/09. Fuente: ENAGAS

En la figura 2.1.36 se pone de manifiesto la relación de la demanda transportada por gasoducto (la demanda nacional y la de tránsito internacional, exceptuando la demanda de plantas satélites), con las capacidades utilizadas en la producción real de ese día.

PUNTOS DE ENTRADA	Producción real (GWh/día)	Capacidad Nominal (GWh/día)
Barcelona	330	487
Cartagena	219	402
Huelva	230	402
Bilbao	233	229
Sagunto	275	291
Mugaros	97	127
TOTAL PLANTAS	1.384	1.938
	(54 para cisternas de GNL)	
Larrau	54	87
Tarifa	253	355
Tuy	0	18
Badajoz	5	68
Irún	0	-4
Yacimientos nacionales	6	24
TOTAL PRODUCCIÓN	1.702	2.486
(neta de cargas de cisternas GNL)		
Almacenamientos subterráneos	87	145
TOTAL	1.789	2.631

Figura 2.1.36: Adecuación de la capacidad de las infraestructuras a la demanda para el día punta del invierno 2008/09. Fuente: ENAGAS

Tal como se observa, la producción en el día punta fue prácticamente equivalente a la demanda y supuso un uso del 67,9% de la capacidad nominal de los medios de producción utilizados por el sistema. Las ligeras diferencias existentes entre la producción y la demanda durante los días laborales se compensaron con el stock de los gasoductos.

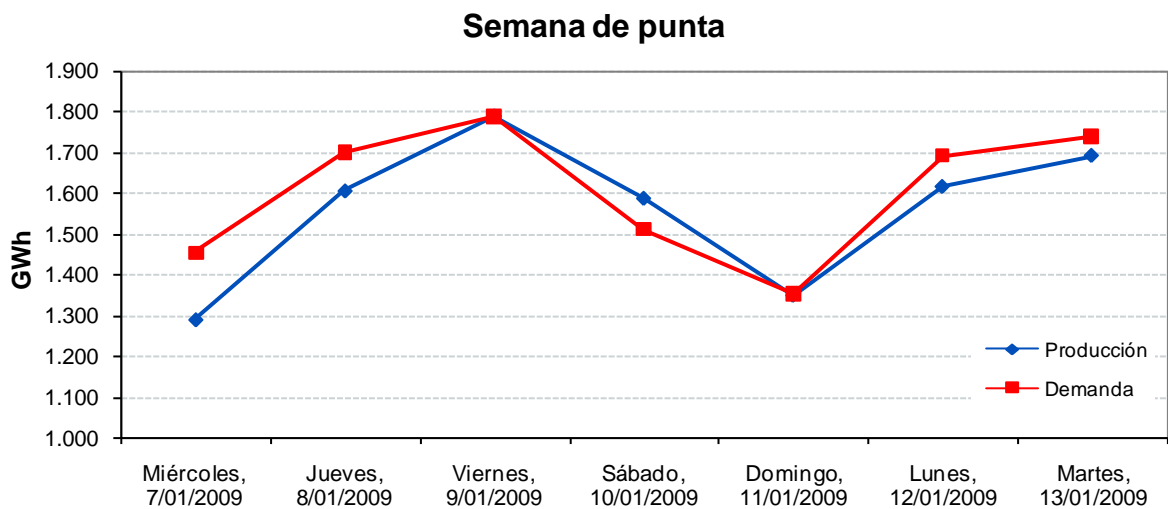


Figura 2.1.37: Producción y demanda transportada en la semana punta del invierno 2008/2009. Fuente: ENAGAS



En 2008 la demanda del día punta fue 3,2 veces superior al menor valor diario registrado a lo largo del año, que típicamente se produce en el mes de agosto. Las diferencias de producción entre laborales y festivos se soporta, principalmente, con la bajada de producción de las plantas de regasificación los fines de semana, lo cual da lugar a una disminución del factor de utilización de éstas.

En relación con la demanda punta del sector eléctrico, ésta tuvo lugar también el 9 de enero. En dicha fecha, el consumo de gas por el sector eléctrico fue de 741 GWh, lo cual significó un factor de utilización de los ciclos combinados del 88%, que en la cesta de generación eléctrica nacional supusieron el 40% del suministro eléctrico.

El alto grado de utilización de los ciclos fue debido a una conjunción de circunstancias, como que la demanda diaria y las exportaciones de electricidad estaban en los niveles más elevados del año, y el hecho de que había una baja generación eólica (sólo un 2,5% del total de la producción) y el producible hidráulico correspondía a un año muy seco. Todo ello hizo que el hueco de generación fuera cubierto por el carbón y los ciclos combinados. Dado que el carbón ya estaba en niveles próximos a los nominales, fue la tecnología de ciclo combinado la que generó la producción eléctrica necesaria para cubrir la demanda.

El invierno 2008/2009 ha puesto de manifiesto varios datos fundamentales acerca del sistema gasista español. Entre ellos, cabe destacar los siguientes:

- La capacidad de transporte ha sido suficiente para asegurar la demanda, y el menor crecimiento de ésta sobre lo previsto ha propiciado mayor margen de maniobra.
- La vulnerabilidad frente a contingencias externas o internas al sistema, en particular por la poca autonomía de los tanques de almacenamiento de GNL y la escasa capacidad de almacenamiento subterráneo, está siendo paliada en parte con las exigencias impuestas por los Planes Invernales, que obligan a los usuarios a mantener unas existencias mínimas de seguridad en el conjunto de tanques de las plantas de regasificación equivalentes a 3 días de la capacidad contratada o reservada y también establecen unos niveles mínimos de llenado que cada planta debe respetar durante el periodo invernal.

Durante 2008/2009 y con la puesta en marcha del ramal a Aceca, ramal a Castellón y desdoblamiento del Campo de Gibraltar desaparece la saturación en estas áreas, quedando garantizada la cobertura de la demanda en condiciones adecuadas de presión.

A pesar del buen funcionamiento del sistema durante este invierno, aún existen zonas muy localizadas que, a lo largo de los últimos años, registran bajas presiones en la red de transporte y en las redes de distribución de su área de influencia. Este es el caso de la red de 45 bar de Barcelona, la red de distribución de Lugo, la red de distribución de Avilés-Gijón o el ramal de Villapresente.

2.1.4.4 Capacidad de almacenamiento y niveles de existencias de gas durante el año 2008

2.1.4.4.1 Capacidad de almacenamiento de gas en España

Como ya se ha indicado, el gas natural en España puede almacenarse, dentro del sistema gasista, fundamentalmente en los almacenamientos subterráneos y en los tanques de GNL de las plantas de regasificación, además de la pequeña cantidad de gas presente en los propios gasoductos.

La capacidad nominal de almacenamiento de los tanques de GNL así como de los gasoductos, se ve disminuida por la necesidad de mantener una cantidad de gas inmovilizado, sin poder ser extraído, con el fin de mantener siempre el nivel de existencias estratégicas necesario para el correcto funcionamiento de las instalaciones.

La figura 2.1.39 muestra la capacidad máxima útil de almacenamiento del sistema durante 2008.

INSTALACIÓN	Capacidad máxima útil 2008 (1) (GWh)
Tanques de GNL	14.840
Barcelona	3.429
Cartagena	2.775
Huelva	2.921
Bilbao	1.905
Sagunto	1.905
Mugaros	1.905
Almacenamientos Subterráneos	27.513
Serrablo	9.537
Gaviota	17.976
Stock Gasoductos (Valor medio)	804
TOTAL	43.157

(1) La capacidad indicada en esta figura para los almacenamientos subterráneos incluye el tercio de la capacidad de gas colchón que es extraíble por medios mecánicos; para los tanques de GNL y stock de gasoductos se ha descontado el nivel mínimo de llenado o talón.

Figura 2.1.38: Capacidad de almacenamiento máximo útil por instalación utilizada en la operación del sistema. Fuente: ENAGAS.

Además, ha de tenerse en cuenta que las instalaciones anteriores (almacenamientos subterráneos, tanques de GNL y gasoductos) no se utilizan exclusivamente como almacenamientos de gas, puesto que se emplean en la operación diaria del sistema gasista y, por lo tanto, su nivel de llenado siempre será inferior al 100 % de su capacidad. Por ejemplo, es necesario regasificar para conseguir el hueco necesario en los tanques de las plantas antes de la descarga de un nuevo buque.

2.1.4.4.2 Capacidad de almacenamiento del sistema en relación con la demanda

El Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, redujo el número de días al que se obliga a los agentes del sistema a mantener existencias mínimas de seguridad, estableciendo éste en 20 días calculados sobre la base de las ventas o consumos firmes de gas natural.

La demanda firme durante el año 2008 fue 386.634 GWh, una vez excluidos los suministros interrumpibles⁴. Por tanto, la demanda diaria media durante dicho año fue de 1.059 GWh.

En consecuencia, el número de días de ventas medio que hubiera podido almacenar el sistema en 2008 (capacidad máxima útil de almacenamiento entre demanda firme diaria media) suponiendo que todas las instalaciones estén al 100 % de llenado fue de 41 días.

Cabe reseñar que, a partir de la entrada en vigor del Real Decreto 1766/2007 previamente mencionado, la normativa ya no permite considerar en este cálculo el volumen de gas contenido en los buques en tránsito o pendientes de descargar.

2.1.4.4.3 Niveles de existencias en los almacenamientos subterráneos durante 2008

En el año 2008, los almacenamientos subterráneos tuvieron unas existencias medias de gas útil de 13.500 GWh/mes. Las estructuras prácticamente alcanzaron su nivel máximo de llenado en octubre, al inicio del periodo invernal 2008/2009.

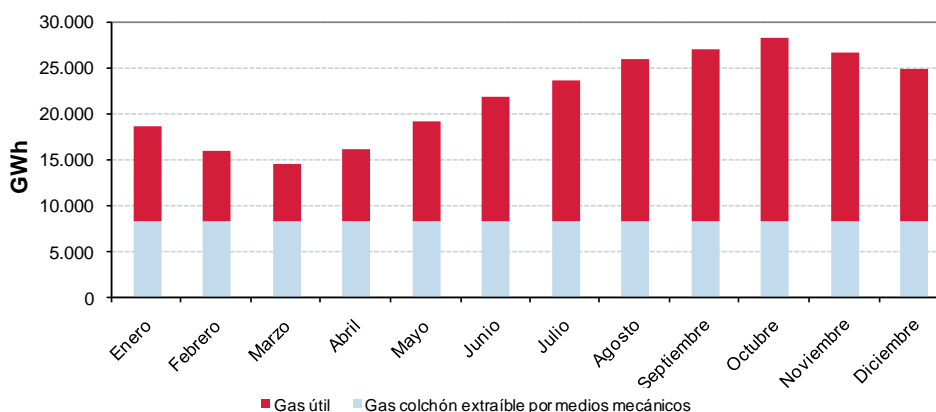


Figura 2.1.39: Existencias en almacenamientos subterráneos en el año 2008. Fuente ENAGAS y CNE.

El grado de utilización de estas instalaciones como almacenamiento operativo durante 2008 se pone de manifiesto en la alta movilidad del gas almacenado en las mismas. Así, a lo largo del año se llevaron a cabo bien operaciones de inyección, bien de extracción, o bien ambas operaciones. La inyección diaria máxima que se alcanzó fue de 100 GWh/día, siendo la inyección media de 64,7 GWh/día a lo largo del periodo de siete meses en que ésta tuvo lugar. En cuanto a la extracción diaria máxima, ésta fue de 124 GWh, con una extracción media de 73 GWh/día durante el periodo de cinco meses en que ésta tuvo lugar.

⁴ Como interrumpibles se consideran tanto los clientes sujetos a peaje interrumpible como la interrumpibilidad comercial.

La figura 2.1.41 muestra la operación de los almacenamientos subterráneos en 2008.

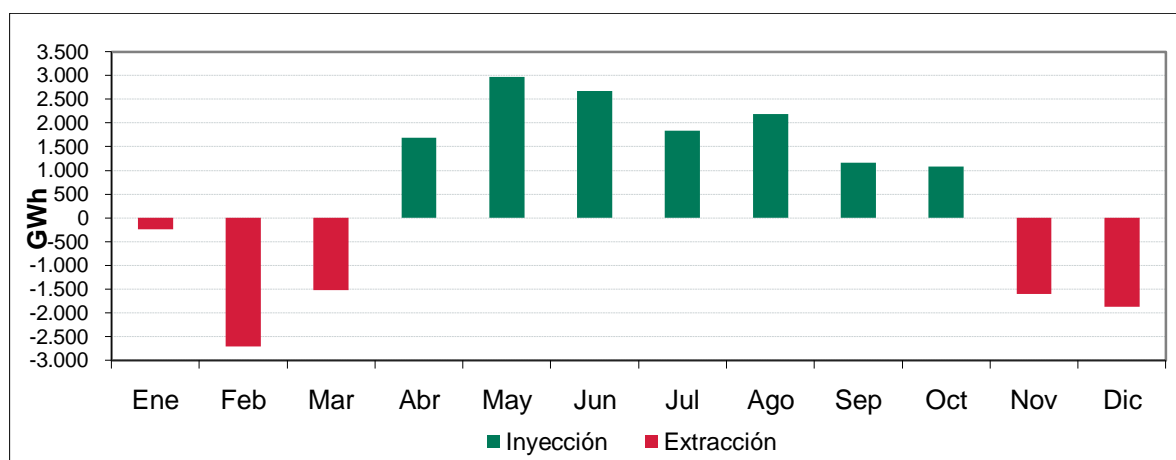


Figura 2.1.40: Operación de los almacenamientos subterráneos en 2008. Fuente: ENAGAS.

2.1.4.4.4 Disponibilidad del gas almacenado como existencias de seguridad

El mantenimiento de unos niveles mínimos de existencias de seguridad tiene por objetivo asegurar el suministro en caso de que se produzcan situaciones de restricción en el abastecimiento de gas hacia España. En ese supuesto, resulta necesario analizar la disponibilidad del gas almacenado, es decir, la velocidad a la que se pueden llevar las existencias de gas a los consumidores españoles.

La disponibilidad de las existencias depende del tipo de almacenamiento considerado: el gas de gasoductos es de utilización inmediata, el gas en plantas de regasificación depende de la capacidad de regasificación y de la demanda, y puede ser movilizadísimo rápidamente. La disponibilidad del gas almacenado en los almacenamientos subterráneos depende de la capacidad de extracción, así como de la capacidad de la conexión de estos almacenamientos con la red de gasoductos.

La Figura 2.1.41 relaciona la capacidad de producción de los almacenamientos con la capacidad de producción del sistema en 2008. En este año la capacidad de extracción de los almacenamientos se situó en torno al 6% de la capacidad total del sistema y consigue cubrir, en caso de indisponibilidad simple (o criterio N-1) el 31% de la producción transportable de Barcelona, punto con mayor capacidad de entrada en el sistema, y el 42% de la capacidad de entrada por Tarifa, punto por donde se introduce el mayor volumen anual de gas natural.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA	2008 (GWh/día)
Capacidad Producción TOTAL	2.486
Capacidad Producción AASS	149
Capacidad Producción Barcelona (transportable)	487
Capacidad de Entrada de Tarifa	355
COBERTURA DE LA DEMANDA CON AASS	(%)
Sobre la producción total	6%
Sobre la producción de Barcelona	31%
Sobre la producción de Tarifa	42%

Figura 2.1.41: Comparación entre la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos con la capacidad de producción del sistema y la capacidad de producción de la planta de Barcelona.

Fuente: ENAGAS y elaboración propia.

2.1.5 Resumen de la situación actual de las infraestructuras

Durante el invierno 2008/2009 la capacidad de transporte ha sido suficiente para asegurar la demanda. Para ello se utilizó el 68% de la capacidad nominal de los medios de producción del sistema en día punta.

La operación del sistema también se ha visto facilitada gracias a la aprobación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, que entraron en vigor el 1 de noviembre de 2005, así como a los avances de los grupos de trabajo para la modificación/adaptación de éstas.

La vulnerabilidad frente a contingencias externas o internas al sistema, en particular por la poca autonomía de los tanques de almacenamiento de GNL, fue resuelto mediante las obligaciones impuestas por el Plan Invernal 2008/09, principalmente mediante el mantenimiento de unas existencias mínimas de seguridad en el conjunto de tanques de las plantas de regasificación equivalentes a 3 días de la capacidad contratada o reservada.

Desde el punto de vista de las infraestructuras, se pueden destacar las siguientes conclusiones:

1. Durante 2008 se han ampliado las capacidades de emisión de las plantas de Cartagena y de Sagunto, y asimismo la capacidad de almacenamiento de la planta de Cartagena. El porcentaje de entradas al sistema suministrado a través de las plantas de regasificación ha ascendido hasta el 72% del total.
2. Las inversiones efectuadas en plantas de regasificación han reducido el riesgo del sistema asociado a la posible falta de GNL en las plantas, que puede ocurrir en caso de cierre de puertos por malas condiciones meteorológicas (en España o en los puertos de carga), u otros problemas de aprovisionamiento. Sin embargo, a día de hoy, se está dotando al sistema de una capacidad de entrada excedentaria, en ocasiones sin utilidad efectiva, al no verse respaldada por una capacidad de transporte suficiente.

3. Se han finalizado en plazo los gasoductos Arévalo-Medina del Campo y en el eje transversal el Alcázar de San Juan-Montesa. También se ha concluido el cierre del semianillo de Madrid de norte a sur por el oeste y el desdoblamiento de la Fase II al Campo de Gibraltar. Además se han puesto en marcha dentro de la fecha prevista los gasoductos Barcelona-Martorell-Arbós y el tramo de duplicación del gasoducto Vergara-Zaldivia, y el gasoducto Cabañas-Abegondo.
4. El desarrollo de nuevos almacenamientos subterráneos continúa de forma lenta, siendo difícil establecer su fecha de puesta en marcha.

2.2 Estado actual del sistema de energía eléctrica.

A continuación, se analiza la situación del sistema eléctrico español, diferenciando el sistema peninsular de los sistemas extrapeninsulares, en cuanto a demanda de energía eléctrica y a cobertura de la misma, con el fin de determinar la situación real de demanda, oferta e infraestructuras de transporte y distribución en el punto de partida del estudio.

2.2.1 Balance oferta – demanda de energía eléctrica año 2008

2.2.1.1 Demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica peninsular ha venido registrando crecimientos anuales en el entorno del 4-7% desde 1998. Sin embargo, desde 2006 este crecimiento se ha moderado progresivamente. Concretamente, en el año 2008, el crecimiento de la demanda de energía respecto al año anterior ha sido del 0,9%, según datos de Red Eléctrica de España y la CNE para el cómputo de la generación en régimen especial. El reducido crecimiento de la demanda en 2008 respecto a los años anteriores ha sido consecuencia fundamentalmente del empeoramiento de la situación económica a lo largo del año. Este crecimiento de la demanda ha sido a su vez inferior al crecimiento del PIB (1,2%), mientras que la intensidad energética en 2008 ha registrado un descenso del 4,6% respecto a 2007.

Sistema Peninsular (GWh)	Enero - Diciembre	Variación porcentual
1998	173.160	6,6%
1999	184.466	6,5%
2000	196.313	6,4%
2001	205.856	4,9%
2002	211.570	2,8%
2003	225.851	6,8%
2004	236.291	4,6%
2005	247.195	4,6%
2006	254.869	3,1%
2007	262.404	3,0%
2008	264.881	0,9%

Figura 2.2.1 Evolución de la demanda Peninsular.
Fuente REE y CNE.

En 2008, la demanda máxima horaria se situó en 42.961 MW el día 15 de diciembre, entre las 19 y las 20 horas, sensiblemente inferior al valor máximo histórico registrado el día 17 de diciembre de 2007 (44.876 MW). Esta punta de demanda ha resultado inferior a los valores previstos para el invierno 2008-2009 en el escenario probable del Informe Marco 2007 (46.200 MW), así como en el escenario extremo (47.900 MW).

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

- Industrial. Incluye a grandes consumidores industriales acogidos a la tarifa G-4 a muy alta tensión, consumidores industriales con suministro interrumpible, consumidores industriales y de servicios acogidos a la tarifa horaria de potencia y consumidores industriales con tarifa general de alta tensión.
- PYME´s. Empresas de servicios y pequeña industria con suministro en baja tensión.
- Doméstico. Consumidores del sector servicios, pequeña oficina y doméstico con suministro en baja tensión.
- Servicios y otros. Incluye los consumos de distribuidores de energía eléctrica no acogidos al Real Decreto 1538/1987, los consumos para riegos agrícolas y forestales en alta y baja tensión, el consumo eléctrico para el alumbrado público y los consumos de los medios de transporte que utilizan la tracción eléctrica.

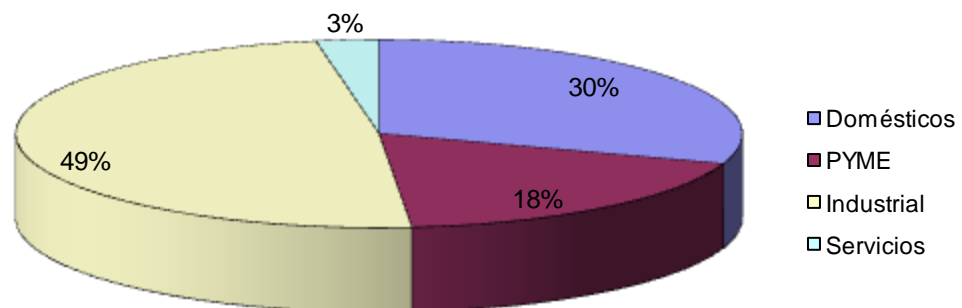


Figura 2.2.2. Distribución de la demanda peninsular por grupos de consumidores, tanto suministrados a tarifa como a precio libre en 2008.

Fuente CNE

En cuanto a la situación de la demanda peninsular por áreas geográficas en el año 2008, cabe destacar que las Comunidades de Cataluña, Andalucía y Madrid son las mayores demandantes, mientras que las Comunidades peninsulares con menor demanda son La Rioja, Cantabria, Extremadura y Navarra, con una demanda inferior a los 5.500 GWh.

En la figura 2.2.3 se muestra un balance de energía eléctrica por Comunidades Autónomas peninsulares y su demanda en barras de central.



Balance eléctrico Peninsular 2008 (GWh)	Andalucía	Aragón	Asturias	Comunidad Valenciana	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco
Hidráulica	640	2.503	1.409	1.083	515	402	5.184	3.306	1.274	4.546	77	37	51	132	267
Nuclear	0	0	0	8.156	0	8.284	4.016	22.420	16.098	0	0	0	0	0	0
Carbón	7.781	5.720	10.333	0	0	277	12.879	463	0	8.188	0	0	0	0	634
Fuel/gas (1) (2)	0	0	0	0	0	1.631	0	454	0	245	0	0	0	0	48
Ciclo combinado	21.361	5.961	810	10.639	0	4.272	0	11.179	0	5.075	3.654	0	15.224	4.193	8.916
Régimen ordinario	29.783	14.184	12.552	19.878	516	14.866	22.079	37.821	17.372	18.055	3.732	37	15.276	4.325	9.865
- Consumos generación	-756	-659	-740	-590	-11	-919	-1.213	-1.330	-604	-630	-78	-1	-471	-87	-249
Régimen especial	8.672	7.571	1.713	2.704	1.856	9.052	8.672	6.234	381	10.035	1.123	1.482	1.892	3.574	2.690
Generación neta	37.699	21.096	13.525	21.992	2.360	22.998	29.538	42.725	17.149	27.460	4.776	1.519	16.696	7.813	12.306
- Consumos bombeo	-456	-244	-79	-985	-620	-157	-497	-350	-43	-300	0	0	0	0	0
+ Saldo Intercambios (3)	3.327	-9.823	-1.364	6.713	3.188	-10.708	-15.029	5.407	-12.204	-7.098	-2.824	30.336	-7.492	-2.326	8.858
Demanda (b.c.) 2008	40.570	11.028	12.083	27.719	4.928	12.133	14.012	47.782	4.902	20.062	1.952	31.855	9.204	5.486	21.164
Demanda (b.c.) 2007	39.926	10.826	11.994	27.699	4.777	12.099	13.947	47.816	4.845	19.767	1.926	31.459	8.986	5.433	20.982
Δ% 2008/2007	1,6%	1,9%	0,7%	0,1%	3,2%	0,3%	0,5%	-0,1%	1,2%	1,5%	1,4%	1,3%	2,4%	1,0%	0,9%

Figura 2.2.3. Balance eléctrico peninsular.
Fuente REE (régimen ordinario) y CNE (régimen especial).

Por su parte, la demanda del sistema extrapeninsular experimentó en el año 2008 un crecimiento global del 1,7% respecto al año anterior, alcanzando la cantidad de 15.862 GWh.

Sistema Extrapeninsular (GWh)	Enero - Diciembre	Variación porcentual
1998	9.254	7,6%
1999	10.077	8,9%
2000	10.794	7,1%
2001	11.581	7,3%
2002	11.969	3,4%
2003	13.121	9,6%
2004	13.818	5,3%
2005	14.505	5,0%
2006	15.019	3,5%
2007	15.603	3,9%
2008	15.862	1,7%

Figura 2.2.4. Evolución de la demanda extrapeninsular.
Fuente: REE y CNE.

La figura 2.2.5 muestra el balance eléctrico extrapeninsular por sistemas a finales del año 2008. Respecto al Informe Marco del año anterior, el incremento de demanda fue inferior al previsto (según el escenario del Operador del Sistema).

Balance eléctrico extrapeninsular (GWh)	Islas Baleares	Islas Canarias	Ceuta	Melilla	TOTAL
Hidráulica	0	0	0	0	0
Carbón	3.372	0	0	0	3.372
Fuel/gas	1.362	6.419	227	208	8.217
Ciclo combinado	1.581	2.661	0	0	4.243
Generación auxiliar	6	90	0	0	96
Producc. Bruta R.O.	6.322	9.171	227	208	15.928
Cons. en generación	-374	-517	-17	-12	-920
Producción neta	5.948	8.654	210	196	15.007
Régimen especial	174	676		5	855
TOTAL	6.122	9.330	210	201	15.862

Figura 2.2.5. Balance eléctrico extrapeninsular.
Fuente: REE y CNE.

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

El parque generador peninsular, a finales de diciembre de 2008, estaba constituido por 90.653 MW, de los que 61.825 MW corresponden al régimen ordinario⁵ y el resto al régimen especial⁶.

⁵ Régimen ordinario: aquél en el que el esquema regulador es el mercado de producción en el que se cruzan ofertas y demandas de electricidad y donde se establecen los precios como consecuencia de su funcionamiento como mercado organizado. Pertenecen a este régimen las instalaciones de generación convencionales.

Potencia Instalada Peninsular a 31 de diciembre de 2008 (MW)	
Régimen Ordinario	
Hidráulica	16.657
Nuclear	7.716
Carbón	11.359
Fuel/gas	4.418
CCTG	21.675
TOTAL RÉGIMEN ORDINARIO	61.825
Régimen Especial	
Cogeneración	6.096
Eólica	15.831
Hidráulica	1.945
Otros	4.957
TOTAL RÉGIMEN ESPECIAL	28.828
TOTAL POTENCIA	90.653

Figura 2.2.6. Parque generador peninsular.

Fuente: REE-Informe Anual del Sistema Eléctrico Español 2008 (Régimen Ordinario) y CNE (Régimen Especial)

A lo largo del año 2008 se han producido incrementos en la potencia instalada de régimen ordinario derivados de modificaciones de potencia en los grupos ya en funcionamiento, fundamentalmente ciclos combinados, así como de la puesta en marcha del nuevo ciclo combinado de Soto de la Ribera 4. Por otra parte, también en el régimen ordinario, la baja más relevante corresponde a la central de fuel de San Adrián 2. Las nuevas altas y bajas de potencia en 2008, se detallan en la figura 2.2.7.

Altas del equipo generador en 2008 (MW)		Bajas del equipo generador en 2008 (MW)	
Arrúbal	9	Castelnou ⁽²⁾	5
Besós 4 ⁽²⁾	7	Escatrón 3 ⁽²⁾	15
Castejón 1 y 3 ⁽²⁾	7 y 10	Sabón 3 ⁽²⁾	7
Castellón 4 ⁽²⁾	54	San Adrián 2	350
Cercs ⁽²⁾	2	TOTAL	377
El Fangal 1, 2 y 3 ⁽²⁾	19, 14 y 8		
Escatrón Peaker ⁽²⁾	7		
Escombreras 6 ⁽²⁾	17		
Plana del Vent 1 y 2 ⁽²⁾	8 y 21		
Puentes de García Rodríguez 5 ⁽²⁾	65		
Sagunto 1,2 y 3 ⁽²⁾	20, 31 y 14		
Soto de la Ribera 4 ⁽¹⁾	432		
TOTAL	744		

(1) Grupo en pruebas

(2) Incremento de potencia

Figura 2.2.7. Variación del equipo generador en 2008.

Fuente REE.

⁶ Régimen especial: es un régimen de producción que da un trato diferenciado respecto del régimen ordinario a las instalaciones de producción de energía eléctrica abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

En cuanto a la cobertura de la demanda eléctrica peninsular, en la figura 2.2.8 aparecen reflejados los porcentajes de cobertura por tipo de fuente durante 2008.

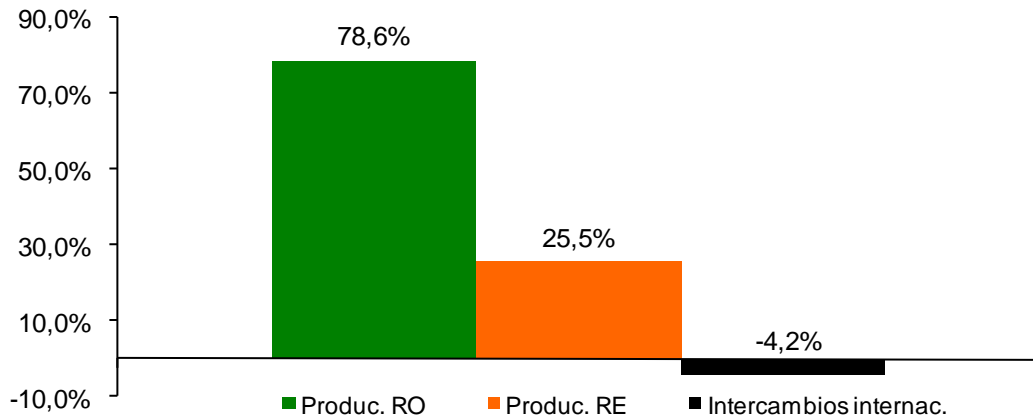


Figura 2.2.8 Cobertura de la demanda peninsular en 2008.
Fuente REE y elaboración propia.

Dentro del régimen ordinario, las instalaciones de ciclo combinado aportaron un 41% de la producción peninsular bruta, mientras que la hidráulica representó un 10%, la nuclear un 27% y el carbón un 21%. Respecto al año 2007, se observa un descenso de la producción de carbón, mientras que la energía procedente de las centrales de ciclo combinado ha experimentado un crecimiento similar al de la disminución de la generación a partir de carbón, manteniendo entre ambas un total del 62% de la producción, la misma cifra que en 2007 (ver figura 2.2.9).

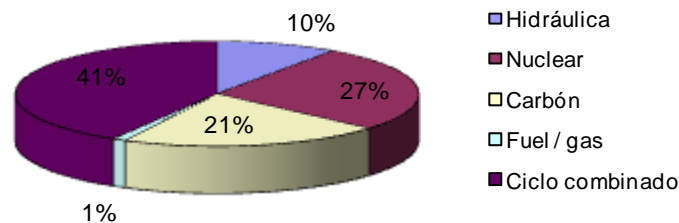


Figura 2.2.9. Distribución de la producción peninsular bruta en régimen ordinario en 2008.
Fuente REE y elaboración propia.

Si se compara la potencia instalada con la punta de demanda, como se muestra en la figura 2.2.10, se acentúa el proceso de alejamiento entre la punta máxima del año y la potencia instalada en régimen ordinario. No obstante, como consecuencia de la variabilidad de la hidráulica y de la aleatoriedad de las indisponibilidades del parque térmico, no toda la potencia instalada se encuentra disponible durante los episodios de máximo consumo. Por tanto, para determinar el valor real del margen de capacidad, es preciso conocer la previsión de potencia disponible, con el fin de evitar situaciones en las que no sea posible atender la totalidad de la demanda.

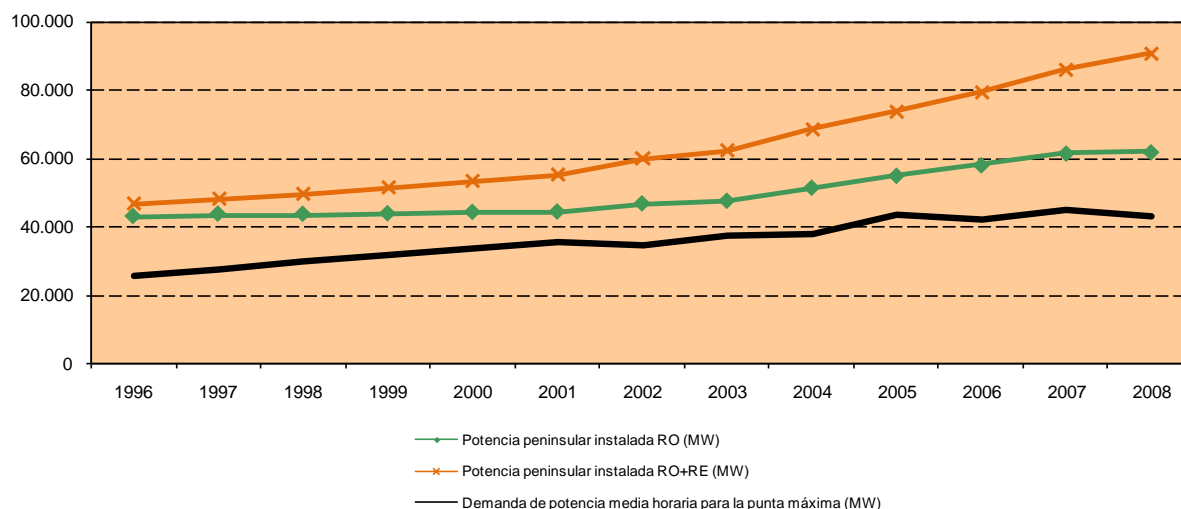


Figura 2.2.10 Relación entre punta horaria de demanda y potencia instalada total y en régimen ordinario en el sistema peninsular.

Fuente REE y elaboración propia.

La potencia instalada en régimen ordinario en territorio peninsular en el año 2008 distribuida por Comunidades Autónomas, refleja que Cataluña, con 9.164 MW se mantiene como la Comunidad que cuenta con mayor potencia instalada en régimen ordinario. Le siguen en importancia Andalucía, con 8.194 MW, y Castilla y León con 7.152 MW. Las Comunidades de Madrid y Cantabria continúan como las de menor potencia instalada, inferior a los 400 MW (ver figura 2.2.11).

Autonomía	Hidráulica	Nuclear	Carbón	Fuel/gas	CCTG	Total 2008
Andalucía	1.046		2.051	308	4.789	8.194
Aragón	1.284		1.341		1.785	4.411
Asturias	661		2.628		432	3.721
C. Valenciana	1.326	1.085			2.910	5.321
Cantabria	389					389
Castilla la Mancha	725	1.066	221	948	774	3.734
Castilla y León	3.979	466	2.707			7.152
Cataluña	2.206	3.142	162	1.178	2.475	9.164
Extremadura	2.148	1.957				4.105
Galicia	2.681		2.031	470	1.238	6.420
La Rioja	8				799	808
Madrid	59					59
Murcia	28			578	3.318	3.924
Navarra	11				1.203	1.214
País Vasco	105		217	936	1.951	3.210
TOTAL	16.657	7.716	11.359	4.418	21.675	61.826

Figura 2.2.11. Potencia instalada (MW) por CCAA en el año 2008.

Fuente REE.

La cobertura de la demanda extrapeninsular depende principalmente del equipo térmico instalado, basado fundamentalmente en carbón de importación en el sistema Mallorca – Menorca y en combustibles líquidos en los demás sistemas. La cobertura de la demanda durante 2008 ha sido similar a la del año anterior, aunque se ha producido un ligero incremento de la energía procedente de las centrales de ciclo combinado respecto al año 2007, siendo el aporte de los grupos de fuel-gas (incluyendo los grupos de ciclo combinado) el 78% de la producción, los de carbón el 21% y la energía adquirida al régimen especial el 5%, habiéndose instalado además una serie de grupos electrógenos de emergencia para cubrir un déficit de generación respecto a la planificada durante la punta de verano, representando casi el 1% del total de energía demandada.

La potencia instalada en los sistemas extrapeninsulares en 2008 se refleja en la figura 2.2.12, diferenciada también en función de las distintas tecnologías existentes. La diversificación en el parque generador extrapeninsular es menor que en el caso peninsular. A finales de diciembre de 2008, éste estaba constituido por 5.112 MW, de los que 4.699 MW correspondían al régimen ordinario y los restantes al régimen especial.

Potencia instalada extrapeninsular (MW)	Islas Baleares	Islas Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Hidráulica	0	1	0	1
Carbón	510	0	0	510
Fuel / gas	752	1.866	156	2.775
Ciclo Combinado	697	688	0	1.385
Generación Auxiliar	0	28	0	28
Total R. Ordinario	1.959	2.583	156	4.699
Régimen especial	96	315	3	414
Total Potencia Instalada	2.055	2.898	159	5.112

Figura 2.2.12. Potencia extrapeninsular instalada.
Fuente: Endesa y CNE.

Producción en régimen ordinario

Producción hidroeléctrica

Las centrales hidroeléctricas tienen una influencia relevante en la cobertura anual de la demanda, ya que constituyen una fuente de energía de coste reducido, aunque su producción varía enormemente en función de la hidraulicidad. Se puede destacar en los últimos años un abanico que oscila entre una participación del 14,3% (39.424 GWh) registrados durante el año 2001, definido como húmedo, y una participación del 9% (19.170 GWh) durante el año 2005. En 2008 la producción hidroeléctrica supuso un 10% (21.428GWh) de la producción bruta peninsular en régimen ordinario.

Este año la producción hidráulica total ha sido un 19% inferior a la del año anterior, debido fundamentalmente al descenso de la producción en las cuencas del centro y noroeste peninsular. A finales de 2008, la potencia hidráulica instalada en el sistema peninsular era de 16.657 MW.

Cuencas hidrográficas	Potencia MW	Producción (GWh)		Variación Porcentual 08/07
		2007	2008	
Norte	4.194	8.672	7.042	-18,8
Duero	3.556	7.965	4.951	-37,8
Tajo-Júcar-Segura	4.175	3.853	2.870	-25,5
Guadiana	233	78	106	35,5
Guadalquivir-Sur	1.016	565	612	8,3
Ebro-Pirineo	3.483	5.218	5.847	12,1
Total sistema peninsular	16.657	26.352	21.428	-18,7

Figura 2.2.13 Producción peninsular bruta por cuenca hidrográfica.
Fuente: REE.

La evolución de la producción hidráulica en 2008 y 2007 se refleja en la figura 2.2.14.

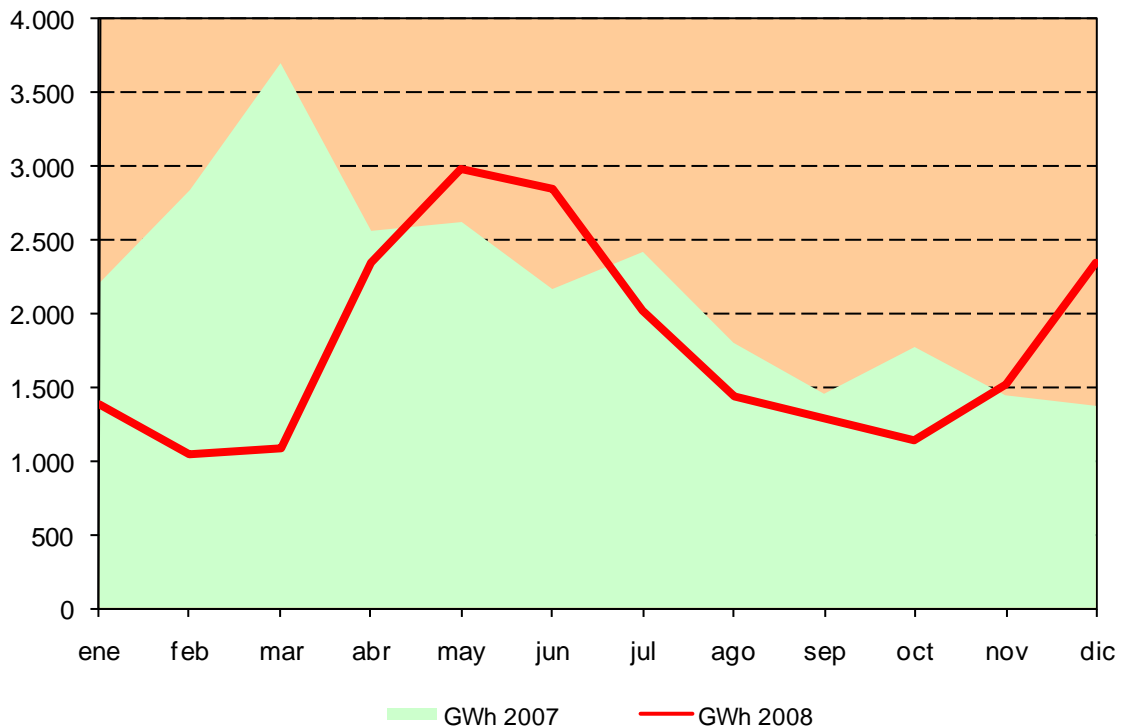


Figura 2.2.14. Producción de energía hidráulica en el sistema peninsular.
Fuente REE y elaboración propia.

Por otra parte, el análisis de las reservas hidroeléctricas, según datos de 31 de diciembre de 2008, refleja que el porcentaje de llenado en la Península es del 46%, mientras que el producible total (incluyendo tanto las reservas anuales como las hiperanuales) es de 6.912 GWh, valor que supone un incremento del 23% respecto al registrado en diciembre del año 2007, cuando las reservas totales eran de a 5.634 GWh.

Producción nuclear

Por lo que se refiere a la producción nuclear, ésta ha supuesto aproximadamente un 27% (58.973 GWh) de la producción en régimen ordinario durante 2008. Contrariamente a lo que sucede con la producción hidroeléctrica, la nuclear es una tecnología de base con una utilización constante y muy elevada. La cantidad de energía total generada por esta tecnología ha aumentado el 7% respecto a 2007. Este incremento de producción se debe fundamentalmente a que algunas centrales nucleares, como Cofrentes y Vandellós, han presentado una mayor disponibilidad en 2008 frente a 2007.

En la figura 2.2.15 se muestra la potencia de cada una de las centrales instaladas, la producción durante los dos últimos ejercicios, la variación entre ambos (que muestra la estabilidad en la producción nuclear antes mencionada) y los índices de disponibilidad de las centrales.

Centrales nucleares	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Variación Porcentual 08/07	Disponibilidad 2008 (%)
		2007	2008		
Almaraz I	974	8.523	7.491	-12,1	87,9
Almaraz II	983	7.430	8.607	15,8	100,0
Ascó I	1.028	7.917	7.694	-2,8	87,6
Ascó II	1.027	7.467	7.488	0,3	84,1
Cofrentes	1.085	6.241	8.156	30,7	87,7
Garoña	466	3.478	4.016	15,5	99,0
Trillo I	1.066	8.515	8.284	-2,7	89,0
Vandellós II	1.087	5.532	7.239	30,9	79,0
Total sistema peninsular	7.716	55.102	58.973	7,0	88,5

Figura 2.2.15. Balance de producción nuclear peninsular. Diciembre 2007.
Fuente REE.

Producción térmica convencional y con ciclos combinados de gas natural

Peninsular

La producción térmica, dadas sus características de operación y disponibilidad, cubre habitualmente las oscilaciones de la producción hidráulica. Dicha producción históricamente ha dependido del carbón autóctono, pero en la actualidad, la preponderancia de este combustible ha cedido ante la importancia creciente del gas natural, utilizado en las centrales térmicas de ciclo combinado.

Por otra parte, la reconversión que se ha llevado a cabo en el sector del carbón nacional, en el ámbito del Plan 1998-2005 de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, y los mayores condicionantes medioambientales que afectan fundamentalmente a las emisiones de SO₂, están produciendo en este colectivo de centrales una sustitución de carbón nacional por carbón de importación.

El sistema de comercio de emisiones de CO₂ que comenzó a funcionar en 2005, constituye una barrera adicional para el carbón, debido a sus altas emisiones específicas.

En la figura 2.2.16 se observa la evolución mensual experimentada por la producción térmica en los dos últimos años. Se constata una producción en torno al 1,7% menor en 2008 con respecto a 2007, debido principalmente a la disminución de la producción con carbón (-35,6%) no compensada en su totalidad por un fuerte incremento de la producción con ciclo combinado (+34,0%). La disminución de la producción con carbón se debe principalmente al incremento del precio de esta materia prima en los mercados internacionales.

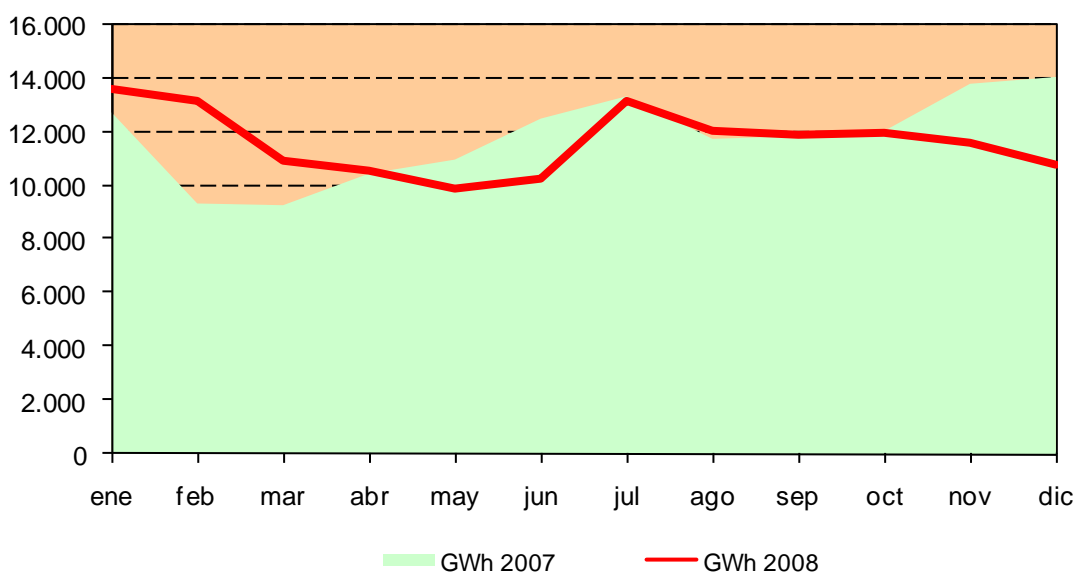


Figura 2.2.16. Producción de energía térmica convencional en el sistema peninsular.
Fuente REE y elaboración propia.

La potencia y la producción de los grupos térmicos no nucleares a finales de 2008 se muestran en la figura 2.2.17.

Tecnología	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Variación Porcentual 08/07	Disponibilidad 2008 (%)
		2007	2008		
Hulla + Antracita	5.880	35.751	23.510	-34,2	83,5
Carbón importado	1.944	14.132	8.394	-40,6	84,2
Lignito negro	1.504	8.313	6.183	-25,6	84,5
Lignito pardo	2.031	13.637	8.188	-40,0	56,4
Total Carbón	11.359	71.833	46.275	-35,6	78,9
Fuel-Gas	4.418	2.397	2.378	-0,8	80,7
Ciclo Combinado Gas Natural	21.675	68.139	91.286	34,0	92,4
Total sistema peninsular	37.452	142.369	139.939	-1,7%	87,3

Figura 2.2.17. Balance de producción térmica convencional peninsular. Diciembre 2008.
Fuente REE.



La potencia instalada en 2008 distribuida por Comunidades Autónomas y centrales se muestra a continuación.

CCAA-Nombre Central	Tecnología	Potencia (MW)
Puente Nuevo	Hulla+antracita	324
Litoral de Almería	Carbón importado	1.159
Los Barrios	Carbón importado	568
Algeciras (1)	Fuel/gas	-
C.Colón	Fuel/gas	308
San Roque 1	Ciclo combinado	397
San Roque 2	Ciclo combinado	400
Arcos 1	Ciclo combinado	396
Arcos 2	Ciclo combinado	379
Arcos 3	Ciclo combinado	844
Palos 1	Ciclo combinado	401
Palos 2	Ciclo combinado	396
Palos 3	Ciclo combinado	398
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	393
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	388
Colón 4	Ciclo combinado	398
Andalucía		7.148
Escatrón	Lignito negro	80
Escucha	Lignito negro	159
Teruel	Lignito negro	1.102
Castelnou	Ciclo combinado	798
Escatrón 3	Ciclo combinado	785
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	202
Aragón		3.127
Aboño	Hulla+antracita	916
Lada	Hulla+antracita	513
Narcea	Hulla+antracita	595
Soto de la Ribera	Hulla+antracita	604
Soto de la Ribera 4 (2)	Ciclo combinado	432
Asturias		3.060
Trillo I	Nuclear	1.066
Puertollano	Hulla+antracita	221
Aceca	Fuel/gas	628
Aceca 3	Ciclo combinado	400
Aceca 4	Ciclo combinado	374
GICC (Elcogás)	Fuel/gas	320
Castilla-La Mancha		3.009
Garoña	Nuclear	466
Anllares	Hulla+antracita	365
Compostilla	Hulla+antracita	1.171
Guardo	Hulla+antracita	516
La Robla	Hulla+antracita	655
Castilla y León		3.173
Ascó I	Nuclear	1.028
Ascó II	Nuclear	1.027
Vandellós II	Nuclear	1.087
Cercs	Lignito negro	162
Foix	Fuel/gas	520
San Adrián (3)	Fuel/gas	659
Besós 3	Ciclo combinado	412
Besós 4	Ciclo combinado	407

Tarragona Endesa	Ciclo combinado	400
Tarragona Power	Ciclo combinado	424
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	412
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	421
Cataluña		6.958
Cofrentes	Nuclear	1.085
Castellón (4)	Fuel/gas	-
Castellón 3	Ciclo combinado	800
Castellón 4	Ciclo combinado	854
Sagunto 1	Ciclo combinado	417
Sagunto 2	Ciclo combinado	420
Sagunto 3	Ciclo combinado	419
C.Valenciana		3.995
Almaraz I	Nuclear	974
Almaraz II	Nuclear	983
Extremadura		1.957
Meirama	Lignito pardo	563
Puentes García Rodríguez	Lignito pardo	1.468
Sabón	Fuel/gas	470
Puentes García Rodríguez 5	Ciclo combinado	849
Sabón 3	Ciclo combinado	389
Galicia		3.739
Arrúbal 1	Ciclo combinado	402
Arrúbal 2	Ciclo combinado	397
La Rioja		799
Cartagena 1	Ciclo combinado	425
Cartagena 2	Ciclo combinado	425
Cartagena 3	Ciclo combinado	419
Escombreras	Fuel/gas	578
El Fangal 1	Ciclo combinado	409
El Fangal 2	Ciclo combinado	408
El Fangal 3	Ciclo combinado	402
Escombreras 6	Ciclo combinado	831
Murcia		3.896
Castejón 1	Ciclo combinado	399
Castejón 2	Ciclo combinado	378
Castejón 3	Ciclo combinado	426
Navarra		1.203
Amorebieta	Ciclo combinado	749
Pasajes de San Juan	Carbón importado	217
Santurce	Fuel/gas	936
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	800
Santurce 4	Ciclo combinado	403
País Vasco		3.105
Total		45.168

(1) Baja en agosto 2007.

(2) Grupo en pruebas.

(3) Baja San Adrián 2 en enero 2008.

(4) Baja en diciembre 2007.

Figura 2.2.18. Potencia térmica instalada en 2008 en el sistema peninsular según áreas geográficas.
Fuente REE.

La figura 2.2.19 muestra la evolución que ha experimentado la potencia instalada de ciclos combinados en la península durante los últimos años. La producción bruta alcanzada por esta tecnología se situó en el año 2008 en los 91.286 GWh, lo que representa un aumento del 34% respecto a la producción durante 2007 (68.139 GWh).

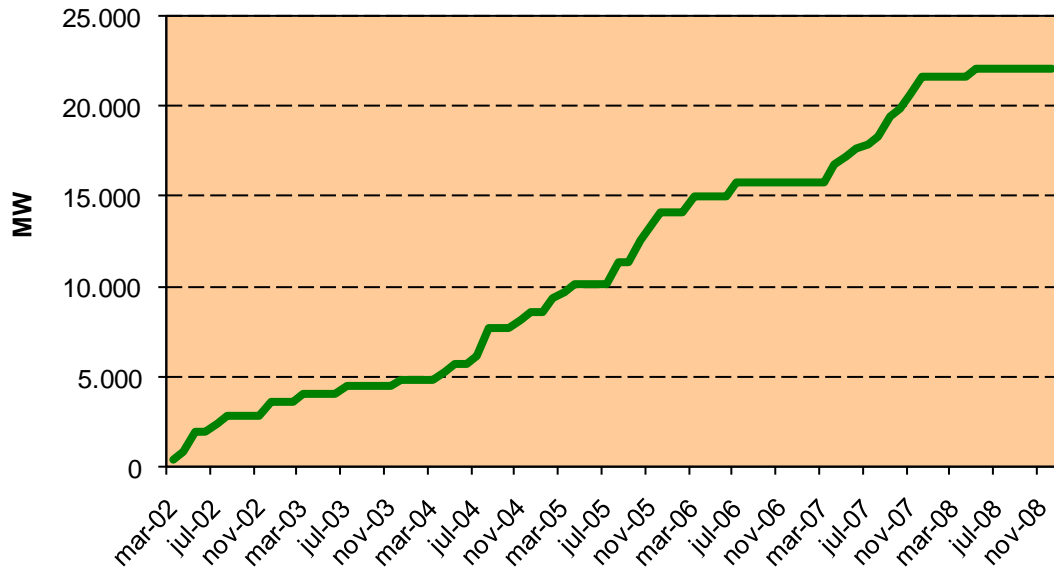


Figura 2.2.19. Evolución de la potencia instalada peninsular de centrales de ciclo combinado con turbina de gas (MW). Fuente REE.

Extrapeninsular

La producción extrapeninsular está basada principalmente en tres tecnologías: centrales convencionales (ciclo de vapor), motores diesel y turbinas de gas, consumiendo, en todas ellas, productos petrolíferos y, en el caso de la central convencional de Alcodia, carbón de importación. En el último año cabe destacar la puesta en marcha de dos nuevos grupos de generación mediante turbina de gas en Baleares, concretamente uno en Mahón y otro en Ibiza, aunque aquí también se ha desmontado un grupo de producción Diesel (Fuel). En el Sistema Eléctrico Insular Canario se ha incrementado en casi 85 MW la potencia de un grupo de ciclo combinado y, por otra parte, se han desmontado una serie de grupos electrógenos que fueron instalados en base a la disposición adicional primera de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, como instalaciones que de forma transitoria garantizan la cobertura de la demanda en determinadas zonas. Todo esto ha supuesto un aumento respecto a la potencia instalada en régimen ordinario a finales de 2007, en el sistema extrapeninsular, de 128 MW, siendo, en detalle, la mostrada en la figura 2.2.20, según información suministrada por la empresa generadora.

Localización	Central	Tecnología	Potencia Bruta a 31/12/2008 (MW)
Ceuta		Diesel	71,10
Melilla		Diesel	58,62
		Electrógeno	12,00
		Turbina de gas	14,70
Islas Baleares	Ibiza	Turbina de gas	114,00
		Diesel	177,00
	Formentera	Turbina de gas	14,00
		Mahón	Diesel
	Alcudia	Turbina de gas	171,00
		C.Vapor (carbón)	510,00
	Son Reus	Turbina de gas	75,00
		Turbina de gas	154,00
		Ciclo Combinado	232,80
	Cas Tresorer	Ciclo Combinado	225,00
Ciclo Combinado		238,70	
Islas Canarias	Jinámar	C.Vapor (fuel)	233,15
		Diesel	84,00
		Turbina de gas	98,45
	Banco Tirajana	C.Vapor (fuel)	160,00
		Turbina de gas	75,00
		CCTG	226,10
	Candelaria	CCTG	235,90
		C.Vapor (fuel)	160,00
		Diesel	36,00
	Granadilla	Turbina de gas	140,80
		C.Vapor (fuel)	160,00
		Diesel	48,00
	S.E. Guía de Isora	Turbina de gas	128,10
		CCTG	226,10
		Electrógeno	8,70
	S.E. Los Vallitos	Electrógeno	7,25
		Punta Grande	Diesel
	Las Salinas	Turbina de gas	60,95
		Diesel	108,22
		Turbina de gas	78,36
	S.E. Gran Tarajal	Electrógeno	12,50
		Los Guinchos	Diesel
	El Mulato	Turbina de gas	24,30
		Hidráulica	0,80
		El Palmar	Diesel
	Llanos Blancos	Diesel móvil	2,48
		Diesel	11,46
		Diesel móvil	1,28
Total			4.698,64

Figura 2.2.20. Potencia térmica instalada en el sistema extrapeninsular. Fuente: Endesa.

Producción en régimen especial

Por su parte, la potencia instalada en régimen especial ha continuado con la tendencia de crecimiento, experimentando un incremento durante 2008 de un 18%. En la figura 2.2.21 se puede observar la evolución de la potencia en régimen especial instalada en la Península por tecnologías durante el periodo 1990 – 2008.

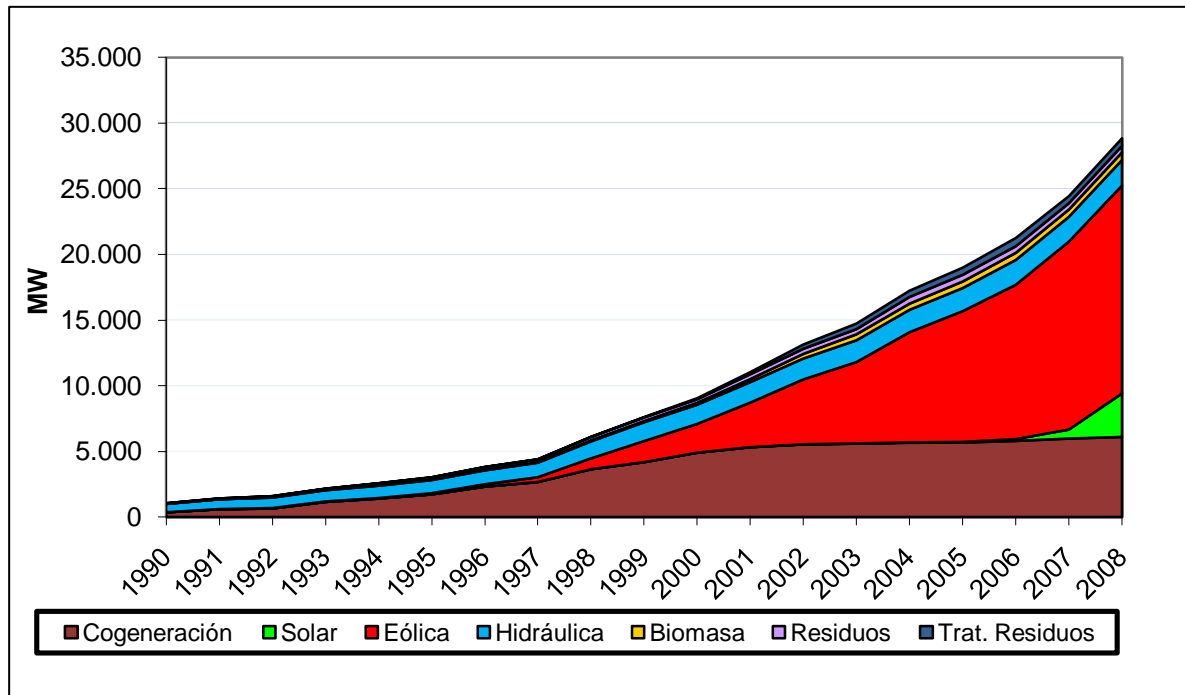


Figura 2.2.21. Evolución de la potencia instalada en régimen especial en el sistema peninsular. Fuente: CNE.

La energía cedida por el régimen especial a la red en la península durante 2008 ha experimentado un crecimiento de casi un 18% respecto al año anterior, repartido de forma desigual por tecnologías, destacando el incremento de la producción mediante energía solar, la recuperación de la producción de las instalaciones de cogeneración y de biomasa, y el importante crecimiento sostenido de la producción mediante energía eólica. Esto ha supuesto que la demanda peninsular fuera cubierta en 2008 en más de un 25% por la producción en régimen especial.

En el sistema extrapeninsular, el crecimiento anual de la potencia instalada en régimen especial se situaba tradicionalmente por debajo de las tasas peninsulares. Sin embargo, en 2008 ha experimentado un ritmo de crecimiento muy superior al de años anteriores, superior al 42%, debido básicamente al incremento en la potencia instalada en energía solar. Por otra parte, el índice de penetración en la cobertura de la demanda en el sistema extrapeninsular mediante energía producida en régimen especial es menor que en el peninsular, situándose en torno a un 8%, correspondiendo un 11% en Canarias y casi un 5% en Baleares.



En la figura 2.2.22 se muestra la potencia total y la energía vertida a la red durante el año 2008 por este tipo de instalaciones.

RÉGIMEN ESPECIAL	PENINSULAR		EXTRAPENINSULAR		TOTAL	
	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía
	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)
Cogeneración	6.096	21.082	40	6	6.136	21.088
Solar (PV y Termoeléctrica)	3.308	2.449	146	92	3.454	2.541
Eólica	15.831	31.470	151	399	15.982	31.869
Hidráulica	1.945	4.630	0	2	1.945	4.632
Biomasa	582	2.484	1	3	583	2.487
Residuos	494	2.379	75	353	569	2.732
Trat. Residuos	573	3.156	0	0	573	3.156
TOTAL	28.828	67.649	414	855	29.242	68.504

Figura 2.2.22. Potencia instalada y producción peninsular y extrapeninsular en 2008. Fuente CNE.

La distribución de energía vertida por el régimen especial y de la potencia instalada en cada una de las Comunidades Autónomas se muestra en la figura 2.2.23. Destacan Andalucía como principal productora de energía procedente del tratamiento de residuos y de la biomasa, Cataluña en cuanto a la producción mediante cogeneración, País Vasco respecto a la producción mediante residuos, y Galicia en el aprovechamiento de la energía hidráulica, siendo la Comunidad de Castilla-La Mancha líder en la producción mediante energía solar y eólica.

COMUNIDAD	COGENERACIÓN		SOLAR		EÓLICA		HIDRÁULICA		BIOMASA		RESIDUOS		TRAT.RESIDUOS		Total Energía Vendida (GWh)	Total Potencia Instalada (MW)
	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)		
ANDALUCIA	3.248	662	374	660	2.589	1.686	135	127	901	169	356	68	1.069	179	8.672	3.552
ARAGON	2.601	534	62	118	3.866	1.632	782	254	120	22	5	10	134	58	7.571	2.627
ASTURIAS	329	72	0	1	460	218	215	78	190	43	516	73	2	4	1.713	488
BALEARES	6	7	28	52	5	4					134	34			174	96
CANARIAS		33	64	94	393	148	2	0	3	1	214	38			676	315
CANTABRIA	1.504	300	1	2	21	18	240	68	19	3	70	10			1.856	400
CASTILLA LA MANCHA	1.219	427	691	812	6.712	3.448	250	116	180	45					9.052	4.847
CASTILLA Y LEON	1.915	519	260	337	5.275	2.951	486	216	19	10			716	126	8.672	4.159
CATALUÑA	3.533	1.273	119	171	760	445	779	297	134	37	275	54	634	89	6.234	2.367
CEUTA Y MELILLA			0	0							5	3			5	3
COM. VALENCIANA	1.336	655	179	241	1.162	579	9	31	18	12	1	56		1	2.704	1.575
EXTREMADURA	12	9	323	417			20	21		1			25	9	381	456
GALICIA	1.677	628	6	9	6.676	3.110	1.034	483	231	76	294	67	117	15	10.035	4.387
LA RIOJA	60	50	30	81	954	438	70	23	8	4					1.123	596
MADRID	1.059	275	24	24			49	44	188	43	162	30			1.482	415
MURCIA	992	235	228	295	277	148	37	14	16	3	3	10	338	70	1.892	773
NAVARRA	389	121	140	125	2.280	969	382	108	266	40			117	15	3.574	1.378
PAIS VASCO	1.206	337	11	17	438	189	142	65	193	76	698	115	2	8	2.690	807
Total 2008	21.088	6.136	2.541	3.454	31.869	15.982	4.632	1.945	2.487	583	2.732	569	3.156	573	68.504	29.242

Figura 2.2.23. Energía vertida y potencia instalada en régimen especial en CCAA por tecnologías durante 2008. Fuente: CNE.

2.2.2 Infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica.

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

La unión de los centros de producción con las redes de distribución y clientes finales específicos se lleva a cabo por la red de transporte, que se divide en transporte primario y secundario. La red de transporte primario está constituida por las instalaciones con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y las interconexiones internacionales, mientras que la red de transporte secundario la constituyen las instalaciones con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el transporte primario, y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte.

La evolución del sistema de transporte en la península ha seguido una trayectoria creciente en el tiempo, tanto en lo relativo a circuitos (de 400 kV y de 220 kV), como en capacidad de transformación. Dicha evolución aparece representada en la figura 2.2.24.

	Red (km)		Capacidad de transformación 400/AT (MVA)		
	400 kV	220 kV	REE	Otras empresas	Total
1998	14.538	15.801	16.988	25.699	42.687
1999	14.538	15.900	17.913	26.144	44.057
2000	14.918	16.003	19.613	26.149	45.762
2001	15.180	16.179	20.213	27.499	47.712
2002	16.066	16.288	27.853	14.856	42.709
2003	16.591	16.339	32.503	14.856	47.359
2004	16.840	16.456	36.553	14.856	51.409
2005*	16.846	16.533	54.209	800	55.009
2006	17.042	16.759	55.009	800	56.809
2007	17.172	16.801	57.959	800	58.759
2008	17.724	16.995	61.559	800	62.359

(*) Los datos de 2002 y 2005 reflejan la adquisición de activos por Red Eléctrica a otras empresas.

Figura 2.2.24. Evolución de la red de 400 y 220 kV (km) y de la capacidad de transformación. Fuente REE

Durante el año 2008, se han puesto en operación 552 km de circuito de 400 kV, y 194 km de circuito en el nivel de tensión de 220 kV. Asimismo, se han puesto en servicio seis nuevas subestaciones de 400 kV y nueve de 220 kV, mientras que la capacidad de transformación 400 kV/AT ha aumentado en 3.600 MVA. La figura 2.2.25 detalla las subestaciones puestas en servicio en el ejercicio 2008:

400 kV	220 kV
Las Arroyadas	Muruarte
Muruarte	Nueva Ardoz
Totana	Pradillos
Garraf	Rocío
Salas	Sagrerá
Villameca	Salteras
	Telleo
	Zal
	Sagunto (FEVASA)

Figura 2.2.25 Nuevas subestaciones. Año 2008. Fuente REE



Según los datos del boletín mensual de Red Eléctrica de España correspondiente al mes de diciembre de 2008, la red de transporte está compuesta por los elementos contenidos en la figura 2.2.26.

Instalaciones de la RdT en servicio		400 kV	220 kV
Subestaciones	Posiciones	1.060	2.211
Transformación (1)	Nº de unidades	124	1
Reactancias	Nº de unidades	37	43
Condensadores	Nº de unidades	2	11
submarinos	Longitud (km)	29	-
Cables	Longitud (km)	26	-

(1) Solamente se consideran los transformadores pertenecientes a la Red de Transporte Figura 2.2.26. Red de Transporte. Fuente Boletín mensual REE. Diciembre 2008.

Como resumen indicar que la red de transporte peninsular corresponde a una red mallada que origina relativamente pocas restricciones. Además, destaca la elevada disponibilidad de las instalaciones que la componen (97,90%) y las reducidas interrupciones del suministro debidas a incidencias en esta red.

Por otro lado cabe destacar que en el año 2008 se ha publicado el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

Las conexiones internacionales

Los intercambios internacionales de energía eléctrica se producen a través de las interconexiones con Francia, Andorra, Portugal y Marruecos. La capacidad de intercambio de potencia a través de estas interconexiones viene determinada por la capacidad física de las líneas que conforman la interconexión, descontando de ella la reserva de capacidad necesaria para mantener los sistemas acoplados ante fallos de elementos del sistema (líneas, incluyendo las propias líneas de interconexión, grupos generadores, etc.) y otras reservas necesarias para tener en cuenta desvíos involuntarios de regulación.

La capacidad teórica de intercambio⁷ no es un valor fijo, ya que cambia en el tiempo dependiendo de la variación en los niveles de demanda, la configuración de la generación, la capacidad térmica estacional de los elementos de transporte y las indisponibilidades (fortuitas o programadas) de los elementos de transporte y generación.

Las variaciones de la capacidad comercial se deben, en parte, al cambio de capacidad térmica de las líneas. Sin embargo resulta decisiva la estructura de la generación en diferentes periodos, así como los valores de demanda en zonas próximas a las fronteras que pueden llegar a saturar, en determinados casos, las redes internas. En el caso de la interconexión con Portugal, la generación hidráulica a ambos lados de la frontera condiciona de manera importante la capacidad, siendo la gestión de la producción de las cuencas del Duero y Tajo a lo largo del año la causa principal de las variaciones observadas.

⁷ De acuerdo con las definiciones adoptadas por la ETSO (European Transmission System Operators), la capacidad teórica de intercambio (TTC) entre dos sistemas vecinos es el máximo programa de intercambio compatible con los criterios de seguridad de ambos sistemas



REE tiene dos contratos de intercambio internacional de energía eléctrica suscritos con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, uno en el que EDF suministra a REE y otra en el que REE suministra a EDF.

El transporte y las conexiones con las islas e interislas

No existen todavía conexiones de la red de transporte de energía eléctrica entre la Península y las islas, existiendo, sin embargo, dos conexiones interislas en Baleares (Menorca – Mallorca e Ibiza – Formentera) y otras dos en Canarias (Lanzarote – Fuerteventura y Lanzarote – La Graciosa).

La figura 2.2.27 muestra los elementos de transporte y la capacidad de transformación en ambos sistemas.

Sistema de transporte y transformación en	Baleares		Canarias	
	2007	2008	2007	2008
Líneas de 220 kV (km)	173	173	164	164
Líneas de 132 kV (km)	158	158		
Líneas V<132 kV (km)	849	871	993	993
Capacidad de transformación (MVA)	1.998	1998	1.250	1.250

Figura 2.2.27. Sistema de transporte y transformación en Canarias. Fuente REE

La red de distribución de energía eléctrica

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

La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores o distribuidores que la adquieran a tarifa.

La Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, liberaliza la distribución a través de la generalización del acceso a las redes, de manera que la eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores. No obstante, la retribución de la distribución continuará siendo fijada administrativamente, evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red.

En su artículo 16.3., la Ley 54/1997 establece que la retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad de suministro y la reducción de pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad”.



Las actividades reguladas destinadas al suministro de energía eléctrica son retribuidas económicamente con cargo a las tarifas y a los peajes. En un futuro, la distribución será retribuida únicamente vía peajes.

El 15 de febrero de 2008 ha sido aprobado el Real Decreto 222/2008, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Por otra parte, en el Capítulo II (Título IV) del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, queda regulada la Calidad del Servicio, entendido como conjunto de características, técnicas y comerciales inherentes al suministro eléctrico exigible a las empresas distribuidoras tanto a nivel zonal como a nivel individual. Concretamente en el artículo 105.2 del Real Decreto, se establece que la implantación de los descuentos, como consecuencia de los incumplimientos de los límites establecidos en la norma, entrarán en vigor a partir del día 1 de enero del año siguiente a la finalización del periodo de implantación del procedimiento de registro y control. El mencionado procedimiento de registro y control fue regulado mediante la ORDEN ECO/797/2002, de 22 de marzo.

2.2.3 Funcionamiento del sistema eléctrico durante el año 2008

Funcionamiento del mercado eléctrico

Para el conjunto del mercado eléctrico en el sistema peninsular español⁸, la contratación neta de energía ha ascendido a 283.996 GWh y 19.605.836 miles de Euros, lo que ha supuesto un aumento del 3,6% en energía y 55,1% en volumen económico, con respecto al mismo período del año anterior, según datos publicados por el OMEL.

Durante este periodo, el volumen de contratación en el mercado diario gestionado por OMEL ha ascendido a 231.561 GWh lo que supone un aumento del 16% respecto al año anterior. Las energías aquí indicadas corresponden a las cantidades negociadas en el sistema eléctrico español más el saldo en la interconexión con Portugal. Las adquisiciones correspondientes a comercializadores y consumidores cualificados han representado un porcentaje del 8,67% en dicho mercado diario, con un volumen de 19.260 GWh, situación notablemente superior a la de 2007.

El precio medio final de la energía eléctrica⁹ en 2008 ha sido de 6,9 c€/kWh (alrededor de un 50% superior al del año anterior, que fue de 4,6 c€/kWh).

En cuanto al suministro a precio libre en el periodo 1998 - 2008, la adquisición de energía en España por parte de los comercializadores y consumidores cualificados ha seguido la evolución que muestra la figura 2.2.28.

⁸ Incluye los contratos bilaterales físicos valorando su energía al precio del mercado diario.

⁹ Precio de adquisición de la energía para la demanda nacional. Incluye el coste de adquisición de la energía en el mercado diario y los sobrecostes correspondientes al mercado intradiario, las restricciones técnicas, los mercados de regulación del operador del sistema y los pagos por capacidad o garantía de potencia.

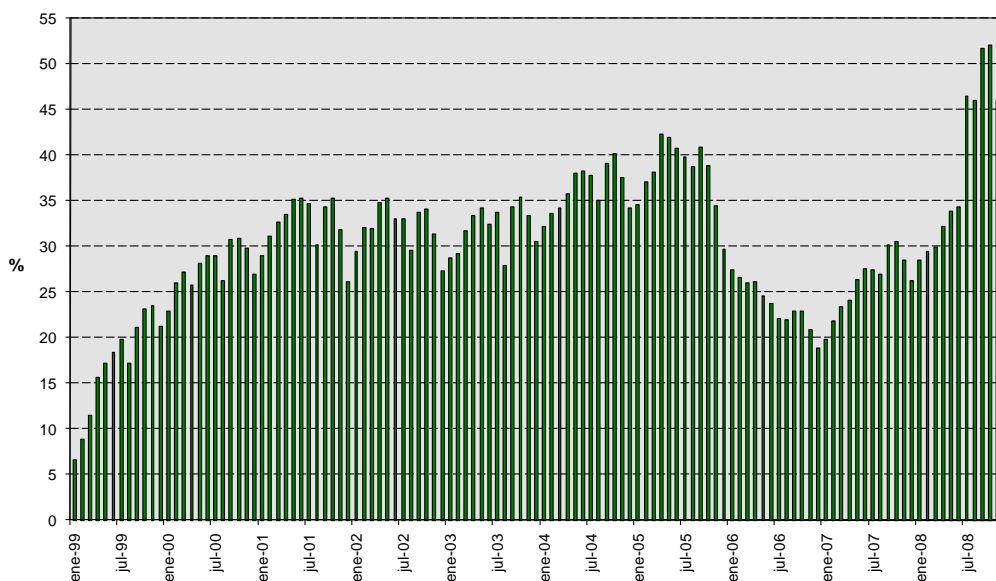


Figura 2.2.28. Cuota de compras mensuales de comercializadores y consumidores cualificados españoles, en mercado y mediante contrato bilateral, frente a la demanda total del sistema eléctrico. Fuente CNE.

Funcionamiento de las interconexiones

El saldo total de los intercambios físicos durante el año 2008 ha sido exportador en 11.040 GWh, lo que supone casi duplicar dicha cantidad respecto al año 2007, en el que el saldo exportador fue de 5.750 GWh. Esta situación está motivada principalmente por el importante volumen de exportaciones a Portugal, así como una reducción de las importaciones desde Francia.

Por otra parte, el saldo de las transacciones realizadas por los agentes, tanto a través del mercado como debido a la ejecución de contratos bilaterales físicos, fue exportador en 13.561 GWh.

En el conjunto del año, los valores promedio de utilización de la capacidad de intercambio comercial más destacados se han situado en la interconexión con Portugal, en sentido exportador, donde se ha registrado un saldo de transacciones de 9.439 GWh, y en la interconexión con Francia, en sentido importador, con un saldo de transacciones de 2.889 GWh.

	Comercializadoras		Productores		Agentes externos		Programas de Intercambio P-E		Acciones coordinadas de balance		Contratos previos a la Ley 54/1997		Total		
	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Saldo
Francia (1)	910	789	327	1.164	1.975	887	0	0	1	6	2.515	0	5.728	2.845	2.882
Portugal	0	0	0	0	0	0	40	9.488	9	0	0	0	49	9.488	-9.439
Andorra	0	278	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	278	-278
Marruecos	0	0	0	0	7	4.214	0	0	0	0	0	0	7	4.214	-4.207
Total	910	1.067	327	1.164	1.982	5.100	40	9.488	10	6	2.515	0	5.784	16.825	-11.041

(1) Incluye intercambios con otros países europeos.

Figura 2.2.29. Transacciones internacionales programadas por tipo de agente e interconexión (GWh). Fuente REE.

A continuación, se ofrece un resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica, detallando las cuantías importadas y exportadas, así como el saldo resultante.

	Importación	Exportación	Saldo
Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)	3.259	16.820	-13.561
Francia (1)	3.212	2.840	372
Portugal	40	9.488	-9.448
Andorra	0	278	-278
Marruecos	7	4.214	-4.207
Acciones coordinadas de balance Francia - España	1	6	-5
Acciones coordinadas de balance Portugal - España	9	0	9
Contratos previos a la Ley 54/1997	2.515	0 (2)	2.515
Intercambios de apoyo			0
Total intercambios programados	5.784	16.825	-11.041
Desvíos de regulación objeto de compensación			2
Saldo físico de los intercambios internacionales			-11.040

(1) Incluye intercambios con otros países europeos.

(2) Contrato ejecutado únicamente en nueva modalidad financiera.

Figura 2.2.30. Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica en 2008. Fuente: REE

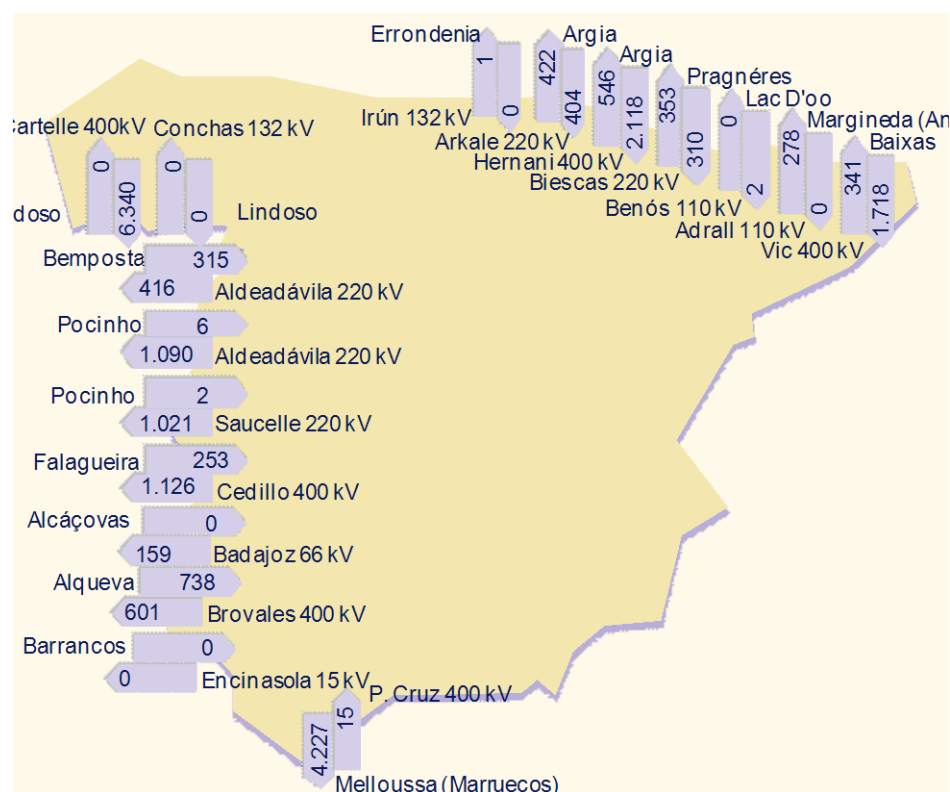


Figura 2.2.31. Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en el año 2008 (GWh). Fuente REE

Niveles de utilización en punta en 2008

La punta máxima del año natural se produjo el día 15 de diciembre de 2008, entre las 19 y las 20 horas, alcanzando 42.961 MW de potencia media horaria. Esta punta de demanda fue cubierta con 30.502 MW de potencia neta perteneciente al equipo generador del régimen ordinario y 12.459 MW del régimen especial. La punta máxima de potencia demandada se ha cubierto de la siguiente forma en los dos últimos años.



Cobertura para la punta máxima	2007		2008	
	17 diciembre, 19-20 h		15 diciembre, 19-20 h	
	MW	%	MW	%
Nuclear	7.180	16	6.367	14
Térmica clásica	10.321	23	7.471	17
CCTG	16.604	37	12.052	27
Hidráulica	4.936	11	5.940	13
Régimen especial	5.385	12	12.812	29
Int. Internacionales	449	1	-1.682	
TOTAL	44.876	100	42.961	100

Figura 2.2.32. Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima. Año 2008
Fuente: REE.



ÍNDICE

3	LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA	68
3.1	Previsión de la demanda de gas natural	68
3.1.1	Sobre la información solicitada a los agentes	68
3.1.2	Estimación de la demanda convencional para el período 2009 – 2013	69
3.1.2.1	Previsión de la demanda anual de gas natural del mercado convencional	69
3.1.2.2	Estimación de la demanda punta de gas natural del mercado convencional	72
3.1.3	Demanda de gas para el mercado de generación eléctrica para el período 2009 – 2013	73
3.1.3.1	Previsión de la demanda anual de gas para el mercado de generación eléctrica	74
3.1.3.1.1	Previsión de demanda anual de gas natural para centrales térmicas convencionales	74
3.1.3.1.2	Previsión de demanda anual de gas natural para ciclos combinados	74
3.1.3.1.3	Demanda anual de gas para el mercado de generación eléctrica	80
3.1.3.2	Estimación de la demanda diaria punta de gas natural en el mercado de generación eléctrica	81
3.1.4	Previsión de la demanda total de gas natural 2009-2013	82
3.1.4.1	Previsión de demanda anual de gas natural	82
3.1.4.2	Previsión de la demanda diaria punta de gas natural	84
3.1.5	Seguimiento de las previsiones de demanda: Informe Marco 2008 vs. Informe Marco 2009	85
3.2	Previsión de la demanda de energía eléctrica	86
3.2.1	Demanda anual y punta de energía eléctrica peninsular en el periodo 2009 a 2013	87
3.2.2	Demanda anual y punta de energía eléctrica extrapeninsular en el periodo 2009 – 2013	91



3 LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

Una vez descrito en el capítulo anterior el estado de los sistemas de gas natural y eléctrico en cuanto a situación actual de la demanda, oferta y cobertura, se exponen a continuación los capítulos que abordan la previsión de estos aspectos en el horizonte temporal 2009-2013.

Así, en este apartado se realiza una estimación de la demanda de energía para los próximos años. Este análisis será seguido, en los apartados siguientes, por la previsión desde el punto de vista de la oferta y cobertura de la demanda sin considerar las limitaciones que pueda imponer la red de suministro, para posteriormente examinar la repercusión que ésta puede tener en la cobertura de la demanda futura.

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

3.1 Previsión de la demanda de gas natural

Las previsiones de demanda futura de gas para el período 2009 – 2013 se elaboran a partir de las informaciones recabadas de los distintos sujetos que actúan en el sistema gasista, promotores de ciclos combinados ENAGAS y REE.

Las estimaciones se realizan en términos anuales y de punta. La previsión de demanda anual se emplea para definir las necesidades de aprovisionamientos en condiciones de seguridad y fiabilidad; la demanda punta permite analizar, valorar y justificar las necesidades de capacidad de infraestructuras del sistema gasista.

Como consecuencia de los distintos orígenes y comportamientos de los mercados que componen la demanda de gas natural, las previsiones de demanda se realizan a partir de la estimación de demanda para el mercado convencional y de la del mercado para generación eléctrica.

El capítulo se organiza en un primer apartado que describe las informaciones recabadas de los sujetos empleadas para realizar las previsiones. Los siguientes apartados muestran las previsiones de demanda anual y punta del mercado convencional y el de generación eléctrica, así como la previsión de demanda total para el período 2009 – 2013.

3.1.1 Sobre la información solicitada a los agentes

La información disponible para la elaboración del presente capítulo proviene de la recibida del Gestor Técnico del Sistema (GTS), de los transportistas, de las distribuidoras, de las comercializadoras, de los datos contenidos en la base de datos de liquidaciones SIFCO (Sistema de Información Facturaciones y Consumos del sector del gas) y de las previsiones de las principales variables macroeconómicas publicadas por el Ministerio de Economía de Hacienda y otras organizaciones internacionales, como la OCDE o el FMI.



Asimismo, se han tenido en cuenta las previsiones de implantación de nuevos ciclos combinados, remitidas por los distintos promotores para el seguimiento de infraestructuras del Informe Marco, históricos de funcionamiento de ciclos combinados ya en producción, y necesidades futuras de generación eléctrica y cobertura de puntas mediante ciclos combinados, facilitadas por el Operador del Sistema Eléctrico.

El GTS remitió su previsión de demanda, distinguiendo entre mercado convencional (grupo 3, materia prima, cogeneración e industrial) y demanda del sector eléctrico, en dos escenarios: probable y alto.

Los distribuidores remitieron las previsiones de gas vehiculado, en las nuevas zonas que está previsto que se gasifiquen, con la desagregación correspondiente. Asimismo, los comercializadores remitieron sus previsiones de ventas de gas para el período solicitado.

3.1.2 Estimación de la demanda convencional para el período 2009 – 2013

El mercado convencional agrupa los consumos tradicionales de gas, esto es, el consumo doméstico-comercial y el consumo del sector industrial destinado a los procesos productivos, especialmente con carácter térmico. Dentro de este mercado se engloban también los suministros realizados desde planta satélite de GNL a las zonas no conectadas a la red de transporte.

3.1.2.1 Previsión de la demanda anual de gas natural del mercado convencional

Para la estimación de la demanda de gas natural del mercado convencional, además de la información remitida por el GTS, la CNE ha contado también con una herramienta propia que le ha permitido contrastar diversos escenarios de demanda, en función de diversas estimaciones de las variables que inciden directamente en el consumo de este mercado.

Asimismo, se han tenido en cuenta los valores históricos y las previsiones de evolución de las principales variables macroeconómicas, en particular del Producto Interior Bruto, cuya variación está correlacionada con la evolución de la demanda de gas. La reducción de la actividad económica repercute en una disminución del consumo de gas del mercado convencional, dado que éste es combustible y materia prima de muchos de los procesos productivos que integran nuestra economía.

El contexto económico actual arroja unas previsiones de contracción económica a nivel mundial, para el ejercicio 2009, de valor -1,4%, si bien se espera que en 2010 la tendencia se invierta y la economía retome las tasas de crecimiento positivo que venía registrando con anterioridad a la crisis, aunque con valores algo más modestos, especialmente en los países de la OCDE.

En el caso particular de España las previsiones son más pesimistas, dado que en el año 2009 se espera un decrecimiento del PIB más acusado que la media mundial, de valor -4%. Se estima que la recuperación económica se inicie en 2011, un año más tarde que la media mundial, si bien en 2010 el decrecimiento de nuestro PIB sería menos acusado que en el año precedente (-0,8%).



Los valores recogidos en la tabla 3.1.1 se corresponden con las estimaciones realizadas por el Fondo Monetario Internacional (FMI), cuyas previsiones cubren todo el horizonte temporal de este Informe Marco. A nivel nacional, las previsiones del escenario macroeconómico para los próximos años, 2009 y 2010, muestran una tendencia similar a la apuntada por el FMI, aunque los valores previstos son más optimistas, estimando una disminución del PIB de valores -3,6% y -0,3%, respectivamente.

(%)	2007	2008	2009 (*)	2010 (*)	2011	2012	2013
España	3,7	1,2	-4,0	-0,8	0,9	1,3	1,6
Mundo	5,2	3,2	-1,4	2,5	4,3	4,8	4,9

Figura 3.1.1. Previsión de las tasas de evolución interanual del PIB en España y a nivel mundial.

Fuente: World Economic Outlook Database – Abril 2009. Fondo Monetario Internacional

(*) Los valores de los años 2009 y 2010 se han actualizado con las estimaciones del FMI realizadas en julio de 2009.

De acuerdo con las previsiones del GTS, se determinan dos escenarios de demanda, uno probable y otro alto, en función de las distintas hipótesis asumidas.

Para la estimación de la demanda convencional se distingue entre cuatro tipos de consumo, que por su diferente naturaleza presentan diferentes patrones de consumo: grupo 3 (consumidores doméstico-comerciales), industrial, materia prima (para la fabricación de amoníaco) y cogeneración.

En el caso del grupo 3, en el escenario probable se asume, a partir de 2011, un crecimiento anual de nuevos clientes de entre 100.000 y 225.000, con un consumo unitario por cliente de 9,4 MWh/año, considerando que este segmento se aproxima progresivamente a la saturación del mercado (en años anteriores este valor se situaba, en valor medio, en torno a los 300.000 nuevos clientes). En el escenario alto, el número medio de nuevos clientes se incrementa en 100.000 y el consumo unitario en 0,5 MWh/año.

Para la estimación del consumo industrial, teniendo en cuenta la coyuntura económica actual se prevé una disminución de éste en 2009, de mayor magnitud en el caso del escenario probable que en el alto. No obstante, el Gestor estima que a partir de 2010 la tendencia se invertirá de nuevo, retornando a las sendas de crecimiento positivo de la demanda en términos interanuales, de valor reducido en los primeros años e incrementándose hacia el final del periodo analizado. Las tasas de crecimiento previstas para 2010 y 2011 se sitúan en el entorno del 1%, si bien, durante los dos años siguientes, 2012 y 2013, dicha tasa se elevaría hasta el 4%, en el caso del escenario probable, y hasta el 6,5% en el caso del escenario alto.

Se prevé una reducción del consumo del gas natural como materia prima, básicamente en los procesos de fabricación del amoníaco, en 2009, para estabilizarse el resto de los años en un valor ligeramente superior a los 6.100 GWh.

La demanda debida al sector de cogeneración, de forma pareja a la demanda industrial, experimenta una reducción en 2009, para luego recuperarse lentamente a partir de 2010. Se estima un crecimiento interanual medio del 2,5% para el resto de los años del periodo considerado.

Conviene tener en cuenta también que, como ya se ha indicado en informes precedentes, todo parece indicar que la demanda convencional en España ha alcanzado un momento de madurez, en el que las modificaciones, al alza o a la baja, de la demanda dependen fuertemente de la climatología (especialmente para los consumos de carácter doméstico-comercial) y de la coyuntura económica del momento, además del incremento del número de consumidores. Esta apreciación cobra especial relevancia en el momento actual, en el que el estado de crisis económica generalizada, con previsiones de decrecimiento de la actividad productiva, tiene una repercusión directa sobre el consumo de gas, añadiendo, además, un significativo grado de incertidumbre a las previsiones de demanda realizadas en este contexto de inestabilidad.

Otro factor que podría influir notablemente en la demanda convencional podría ser la estabilización de los precios del gas natural experimentada en periodos recientes. Los altos precios registrados en periodos anteriores, que dieron lugar a que las cogeneraciones funcionasen con factores de carga inferiores, podrían revertir en el futuro, provocando un incremento de la demanda de gas natural de esta facción del consumo convencional. Por el contrario, en contraposición a esta tendencia de consumo creciente, la notable desaceleración experimentada por el sector de la construcción, que engloba diversas industrias que consumen gas natural en sus procesos productivos (ladrilleras, azulejeras, etc.) dará lugar a una disminución de su demanda de gas, de forma especialmente acentuada en el año 2009. Ambos efectos influyen, con sentidos contrarios, en la estimación de la demanda total del sector convencional, lo cual unido a la incertidumbre en la evolución de los precios del gas natural pone de manifiesto la complejidad o multitud de factores que intervienen en la estimación de este consumo.

De acuerdo con todo lo anterior, teniendo en cuenta los resultados de las predicciones remitidas por el GTS, así como las últimas previsiones macroeconómicas del Ministerio de Economía y Hacienda¹, a efectos de este informe se han determinado dos escenarios de demanda convencional, uno probable y otro alto, que posteriormente servirán, junto con los diferentes escenarios de demanda eléctrica, para determinar las sendas de la demanda total del sector gasista. Ambos escenarios se recogen en la figura 3.1.2.

Demanda del Mercado Convencional (GWh)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Incremento medio (%)
Grupo 3 (Doméstico – comercial)	62.099	63.498	65.056	68.578	70.781	73.207	
Industrial	152.953	137.165	138.637	139.913	145.509	151.329	
Materia prima	4.741	5.000	6.100	6.100	6.100	6.100	
Cogeneración	42.264	42.337	43.423	44.492	45.578	46.665	
Total Escenario probable	262.057	248.000	253.116	259.083	267.968	277.301	
Grupo 3 (Doméstico – comercial)	62.099	63.498	65.056	70.601	75.277	80.325	
Industrial	152.953	141.433	142.420	144.008	153.368	163.337	
Materia prima	4.741	5.000	6.100	6.100	6.100	6.100	
Cogeneración	42.264	42.337	43.423	44.492	45.578	46.665	
Total Escenario alto	262.057	252.268	256.999	265.201	280.323	296.427	

Figura 3.1.2. Previsión de la demanda en el mercado convencional en el escenario más probable y alto.
Fuente: ENAGAS.

¹ *Escenario macroeconómico*, de la Dirección General de Análisis Macroeconómico y Economía Internacional del Ministerio de Economía y Hacienda, de fecha 19 de enero de 2009.

Según se aprecia en la figura siguiente, en 2009, la demanda convencional seguiría una senda decreciente, tanto en el escenario más probable como en el escenario alto. No obstante, esa tendencia decreciente se invertiría a partir del año 2010, de modo que la recuperación del consumo tendría lugar de una forma tímida durante ese año y el siguiente, acelerándose en ejercicios posteriores. En cualquier caso, no se superaría el nivel de consumo convencional de 2007, año en el que se registró el máximo consumo histórico convencional, hasta el cuarto año del periodo analizado, es decir, hasta 2012. Los dos escenarios considerados presentan tendencias de evolución de la demanda similares, con tasas de crecimiento medio interanual del 1,1% en el caso del escenario más probable y del 2,5% en el escenario alto.

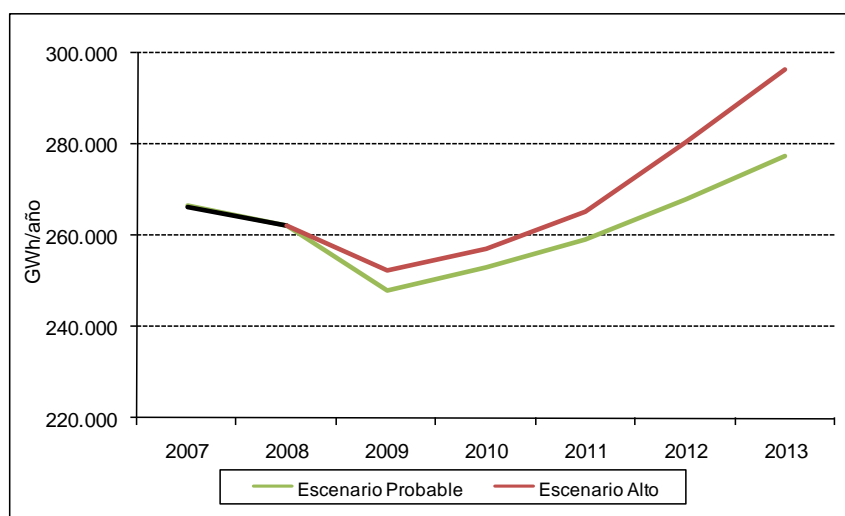


Figura 3.1.2 bis. Escenarios de demanda convencional probable y alto.
Fuente: ENAGAS.

3.1.2.2 Estimación de la demanda punta de gas natural del mercado convencional

Para el cálculo de la demanda punta se ha utilizado el siguiente procedimiento: partiendo de la demanda anual, se calcula la demanda diaria media correspondiente a cada año y se multiplica por un factor de punta, a fin de ajustar esta demanda a la estacionalidad del consumo convencional durante el periodo invernal.

De este modo, se estima la demanda punta para el escenario de demanda convencional más probable, aplicando a ésta un factor de punta de 1,69, factor que se corresponde con el valor máximo observado en los últimos años.

GWh/día	2009	2010	2011	2012	2013
Demanda día punta extrema (f= 1,69)	1.148	1.172	1.200	1.241	1.284

Figura 3.1.3. Previsión de la demanda punta del mercado convencional. Fuente: CNE



En la figura 3.1.4 aparecen las previsiones de demanda punta del mercado convencional, realizadas por el GTS para el periodo analizado en el presente Informe Marco. Éstas se han calculado a partir de las estimaciones de demanda convencional, aplicando a cada sub-grupo de consumo un factor de punta diferente, en función de su tipología: 2,6 en el caso del grupo 3, 1,0 al consumo de gas como materia prima, 1,2 a la cogeneración y 1,25 al consumo industrial. De forma conjunta, el factor resultante para la demanda punta del sector convencional es de valor igual a 1,6.

Demanda punta (GWh/día) Mercado convencional	2009	2010	2011	2012	2012
Escenario probable	1.075	1.097	1.131	1.169	1.210
Escenario alto	1.090	1.111	1.159	1.228	1.302

Figura 3.1.4. Previsión de la demanda punta del mercado convencional en los escenarios probable y alto.
Fuente: ENAGAS.

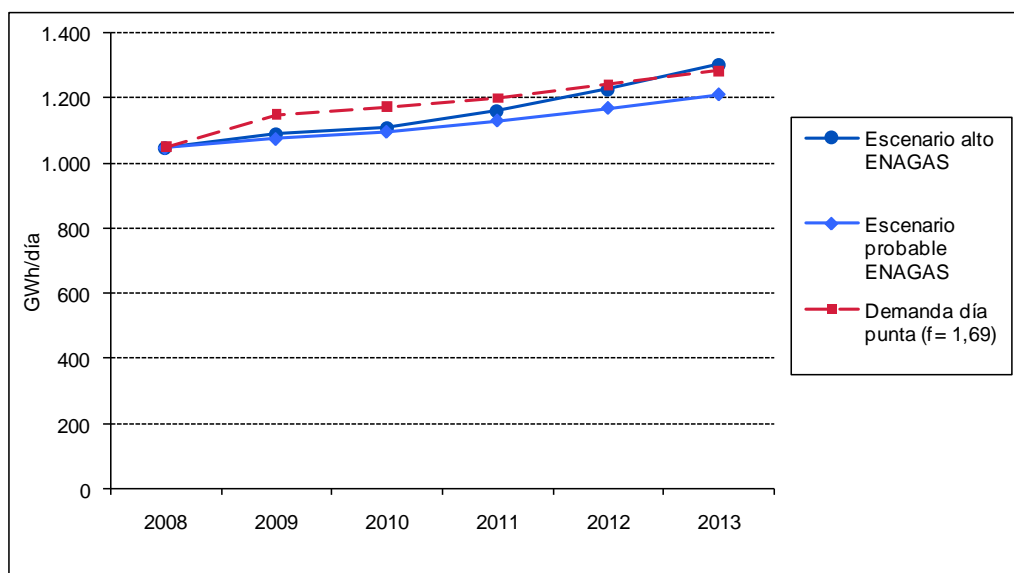


Figura 3.1.5. Escenarios de demanda punta del mercado convencional de ENAGAS vs. escenarios estimados por la CNE. Fuente: ENAGAS y CNE

A la vista de los resultados obtenidos, las previsiones de demanda punta convencional realizadas por ENAGAS quedan por debajo de las estimaciones calculadas en base a la aplicación del factor de punta de 1,69. Por lo tanto, desde el lado de la seguridad se asumirán este último, así como el definido como probable por ENAGAS, como escenarios de demanda punta del mercado convencional, a efectos de los cálculos que se realizan a continuación en este informe, en particular, a efectos de análisis de la cobertura teniendo en cuenta la red gasista.

3.1.3 Demanda de gas para el mercado de generación eléctrica para el período 2009 – 2013

La previsión de demanda para generación eléctrica se elabora a partir de varios escenarios que atienden a las distintas fuentes de información – Operador del Sistema Eléctrico, Gestor Técnico del Sistema Gasista, promotores de ciclos y distribuidoras -



dando lugar a diversas previsiones de demanda de energía eléctrica y de funcionamiento de las nuevas centrales eléctricas de gas natural.

Para englobar todas las posibilidades verosímiles planteadas, se han realizado tres escenarios para la previsión de demanda anual de gas y dos para la demanda punta. Para elaborar dichos escenarios se distingue entre centrales térmicas convencionales y ciclos combinados.

3.1.3.1 Previsión de la demanda anual de gas para el mercado de generación eléctrica

3.1.3.1.1 Previsión de demanda anual de gas natural para centrales térmicas convencionales

Las previsiones se han elaborado a partir de la información recibida de los gestores técnicos de los sistemas gasista y eléctrico.

Dichas estimaciones convergen en que la demanda de gas natural para centrales térmicas convencionales caerá paulatinamente como consecuencia del cierre previsto de estos grupos, de acuerdo con la normativa de grandes instalaciones de combustión, así como del final de la vida útil de algunos de ellos. En relación con el informe del año anterior, estas previsiones apuntan hacia una disminución de la generación eléctrica procedente de esta tecnología, algo menos acusada que la estimada previamente.

En cualquier caso, pueden darse circunstancias que hagan aumentar puntualmente la demanda de este tipo de centrales, como baja hidraulicidad, situaciones operativas o demanda eléctrica por encima de las previsiones.

GWh/año	2009	2010	2011	2012	2013
Escenario probable	2.558	2.358	2.158	1.959	1.760
% vs 2008	90	83	76	69	62

Figura 3.1.6. Previsión demanda anual para centrales térmicas convencionales. Fuente: ENAGAS y CNE.

3.1.3.1.2 Previsión de demanda anual de gas natural para ciclos combinados

La demanda de gas natural para ciclos combinados dependerá, en primer lugar, del número de centrales instaladas y, en segundo lugar, de sus horas de funcionamiento.

Al ser una actividad liberalizada sujeta a la libre actuación de los agentes, el número de ciclos combinados que finalmente sean implantados en España es incierto. Además, los trámites para obtener las autorizaciones administrativas pueden dilatar el período de inicio de su construcción más allá de lo previsto.

Igualmente, en función de la evolución real del mercado eléctrico y el grado de avance en la puesta en servicio de otros ciclos combinados, los promotores podrán modificar sus proyectos iniciales de inversión, acelerando, retrasando o incluso abandonando la implantación de alguno de los ciclos previstos. Esto cobra una relevancia especial en el momento actual, dado que el contexto de crisis por el que pasa la economía a nivel mundial ha dado lugar a una reducción apreciable de la demanda eléctrica, lo cual ha



provocado el retraso y/o abandono de ciertos proyectos de ciclo combinado. Además, el elevado grado de incertidumbre sobre la evolución de la situación económica durante los próximos años repercute en unas estimaciones para los nuevos proyectos, por parte de los promotores, menos precisas que en ejercicios anteriores.

Del mismo modo, el funcionamiento de estas centrales es incierto y se regirá por el comportamiento propio del mercado eléctrico, que depende de variables tales como el diferencial de precios del gas natural respecto al precio del pool eléctrico, la disponibilidad de otros grupos generadores y de otros combustibles (hidráulicas, carbón, etc.), restricciones técnicas del sistema eléctrico, la demanda de electricidad, etc.

Aparte de la hidráulidad, que condicionará notablemente el funcionamiento de las centrales de ciclo combinado, cabe destacar otras dos variables que también influirán en la generación a partir de ciclos combinados. Por un lado, el grado de utilización de las centrales térmicas de carbón, que están sujetas, tanto de los precios internacionales del combustible, como a los cada vez más restrictivos criterios medioambientales. Éstos podrán condicionar el número de horas de funcionamiento de las centrales a carbón, con una tendencia a la baja, de modo que dicha potencia podrá ser sustituida en gran medida por la generación procedente de los ciclos combinados. No obstante, esta tendencia podría invertirse con la nueva propuesta de Real Decreto, por la que fomenta la utilización de fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, en definitiva del carbón, hasta un límite del 15% de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional.

En cualquier caso, la sustitución efectiva de la generación a partir de centrales térmicas de carbón por la de ciclos combinados dependerá fuertemente, a corto plazo, de la evolución relativa de los precios del gas natural y del carbón, así como del coste de los derechos de emisión asociados y de las medidas regulatorias de fomento de fuentes energéticas autóctonas que finalmente se adopten. Y, por otro lado, del factor de producción de las turbinas eólicas, fuertemente condicionadas a las condiciones meteorológicas existentes en cada momento.

De acuerdo con la Planificación del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, se considera que, dentro del horizonte temporal considerado, la práctica totalidad de las nuevas incorporaciones de generación en régimen ordinario corresponderán a centrales de ciclo combinado. No obstante, también se prevé la construcción de grupos supercríticos de carbón, que serían alternativos a los ciclos combinados situados en las mismas ubicaciones. En cualquier caso, éstos no se consideran a efectos de las previsiones realizadas en este Informe Marco, por estar fuera del horizonte temporal del estudio.

Teniendo en cuenta todos estos aspectos y las diferentes informaciones facilitadas, finalmente se han considerado las previsiones a partir de la información de los promotores de los ciclos, las estimaciones de ENAGÁS, REE y las previsiones incluidas en la Planificación del Ministerio de Industria Turismo y Comercio.



Previsiones de los Promotores:

La información facilitada por los promotores para la elaboración de este informe presenta un elevado grado de incertidumbre, al no aportar éstos una fecha concreta de previsión de puesta en marcha de gran parte de sus nuevos proyectos. La argumentación más extendida entre los promotores en este sentido reside en que el contexto económico actual dificulta enormemente la estimación de la evolución de la demanda eléctrica y, por lo tanto, es complicado aportar una previsión de puesta en marcha de sus nuevos ciclos de una forma precisa, especialmente, más allá del corto plazo.

Por lo tanto, los promotores apuntan que las fechas de los nuevos proyectos se irán concretando a medida que las condiciones del mercado sean propicias y las previsiones de incremento de la demanda eléctrica justifiquen su construcción.

Previsión de ENAGÁS:

Construye sus previsiones de implantación de ciclos de acuerdo con la información que recibe de las compañías que deben solicitar acceso y capacidad a la red de gas para el suministro de las plantas y la disponibilidad de infraestructuras de gas prevista.

Asimismo, realiza una clasificación de los diferentes grados de probabilidad de los proyectos, teniendo en cuenta, además del estado de la contratación del acceso al sistema gasista, información facilitada tanto por los promotores como por el Operador del sistema eléctrico.

Previsión del documento de Planificación:

Presenta dos sendas de incorporación de ciclos, uno de ellos basado en el escenario de demanda del operador del sistema eléctrico y el otro basado en un escenario de demanda eficiente, elaborado bajo la hipótesis de una adecuada respuesta a la puesta en marcha del Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4) del MITYC.

Es preciso tener en cuenta que estos escenarios fueron diseñados en el año 2007, en fechas en las que la coyuntura económica existente era muy diferente a la actual, con unas previsiones optimistas de crecimiento, y en las que no se preveía la vigente crisis económica. Por ello, se han desestimado los escenarios de incorporación de ciclos de la Planificación. En el caso del escenario propuesto por el operador del sistema eléctrico, éste supera ampliamente incluso las estimaciones actuales más optimistas de los propios promotores de ciclos. Y, por otro lado, en el caso del escenario de eficiencia, si bien éste es bastante similar a las sendas más probables de incorporación de ciclos que se manejan en la actualidad, ya no responde a los criterios de eficiencia para los que fue diseñado, sino a la contracción de la demanda eléctrica derivada de la disminución de la actividad económica a nivel global.

Previsión de REE

El Operador del Sistema Eléctrico calcula las sendas posibles de entrada en funcionamiento de nuevos proyectos de ciclo combinado, en base a la mejor información que posee, procedente de las peticiones de acceso a la red de transporte eléctrico, a la situación administrativa de los proyectos (en el MITYC), a la situación de los contratos y suministros de gas natural de las futuras centrales proporcionada por ENAGAS y a la



información actualizada de los proyectos proporcionada directamente por los promotores y/o agentes propietarios de los grupos.

Escenario CNE

Éste escenario se ha determinado a partir de los criterios aplicados en informes anteriores, es decir, considerando únicamente aquellos proyectos que cuentan con autorización administrativa y/o contrato de acceso al sistema gasista. No obstante, dado que muchos de los proyectos informados no aportan fechas concretas de puesta en marcha, a la hora de determinar el grado de firmeza de éstos se han tenido en consideración las fechas indicadas por el gestor gasista y el operador eléctrico.

Nº Ciclos equivalentes de 400 MW	2009	2010	2011	2012	2013
Escenario probable	55	64	65	69	75

Figura 3.1.7. Escenario probable de implantación de ciclos combinados. Fuente: CNE

NOTA: Este escenario de ciclos, considerado como probable para la previsión de la demanda gasista, no coincide con el escenario considerado para la previsión de la oferta eléctrica. El motivo reside en las diferentes hipótesis asumidas para cada uno de los sectores, con el objeto de adoptar la más conservadora en cada uno de ellos, a efectos del posterior cálculo de cobertura con red. En consecuencia, en el caso del sector gasista, se ha considerado como fecha de puesta en marcha de los ciclos, y por lo tanto, como fecha de inicio del consumo de gas asociado, la indicada por los promotores o, en su defecto, la estimada por ENAGAS o REE. No obstante, de acuerdo con la experiencia adquirida en el proceso de seguimiento de infraestructuras que viene realizando esta Comisión, en el caso del sector eléctrico se ha considerado un cierto retraso de la puesta en marcha de los ciclos, y por lo tanto, de la fecha a partir de la que la potencia de generación asociada estaría disponible, según se detalla más adelante.

Resumen de escenarios de implantación de ciclos

De acuerdo con las fuentes de información descritas, los escenarios de implantación de ciclos considerados se indican en la figura 3.1.8. En ella se muestra la potencia prevista en base a la equivalencia de ésta en número de grupos de 400 MW.

Escenario de implantación de ciclos nº de grupos de 400 MW	2009	2010	2011	2012	2013
Escenario CNE	55	64	65	69	75
Escenario Eficiencia Planificación	57	62	65	71	78
Escenario ENAGAS	57	63	63	69	71
Escenario REE	54	57	61	64	66

Figura 3.1.8. Previsión de implantación de ciclos combinados según los distintos sujetos. Fuente: ENAGÁS, REE, promotores y CNE.

Las previsiones de los distintos escenarios son muy similares, al serlo también los criterios seguidos para estimar la entrada en operación de ciclos combinados, según puede observarse de forma gráfica en la figura 3.1.9.

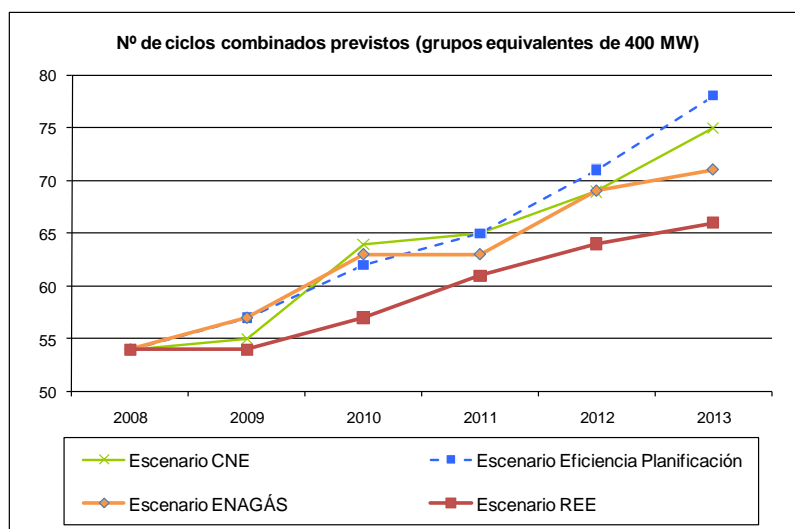


Figura 3.1.9. Previsión implantación de CCGT's en distintos escenarios. Fuente: ENAGÁS, REE, promotores y CNE

Teniendo en cuenta todo lo anterior en adelante se considerará, como senda probable de implantación de ciclos, la denominada “Escenario CNE”, que se aproxima bastante a la propuesta por ENAGAS, y difiere de ésta exclusivamente en el ritmo de incorporación de ciclos hasta el año 2012, si bien al final del periodo el escenario CNE prevé un incremento mayor de ciclos.

Escenarios de demanda de gas para generación con ciclos combinados de gas

El ciclo combinado es una tecnología de generación de alto rendimiento con funcionamiento en base (en torno al 55%). A cargas parciales, pueden registrarse caídas en el rendimiento que se pueden situar entre el 5% y el 10%. Si además se añaden continuos arranques y paradas de los grupos, la eficiencia sería menor.

Ante los escenarios considerados, parece posible que algunos grupos de ciclo combinado tengan un funcionamiento en base, mientras que otros grupos se dediquen a la cobertura de puntas, compensando el mayor precio en esas horas la pérdida de eficiencia del grupo.

A continuación se describen las hipótesis y condiciones que se han tenido en cuenta para la estimación de la demanda para generación con ciclos combinados de gas en cada uno de los escenarios considerados.

1. En el escenario alto de demanda debida a los ciclos propuestos por los promotores (especificados en la senda probable de implantación de ciclos, figura 3.1.9), ésta se calcula suponiendo un funcionamiento medio de unas 4.000 horas al año, que equivale a un factor de carga anual del 45%. Las previsiones de demanda anual se obtienen en función de la potencia promedio instalada en cada uno de los años del periodo.
2. En el escenario central de demanda debida a los ciclos propuestos por los promotores (especificados en la senda probable de implantación de ciclos, figura 3.1.9), el consumo de gas se calcula suponiendo un funcionamiento medio de 3.000 horas al año, lo cual supone un factor de carga anual del 35%. De forma equivalente al caso anterior, las previsiones de demanda anual se obtienen en función de la potencia promedio instalada en cada uno de los años del periodo.

3. En el escenario propuesto por ENAGAS, éste proporciona una estimación en base a un simulador que considera la evolución de la estructura de generación para años futuros, potencia y mix de generación, teniendo en cuenta el grado de sustitución existente entre cada tecnología y considerando distintos escenarios de precios.
4. El escenario del operador eléctrico coincide con las necesidades de energía a cubrir con los nuevos grupos de ciclo combinado en una hipótesis de funcionamiento continuista, teniendo en cuenta las últimas previsiones de los promotores, en particular, las solicitudes de conexión de éstos a la red eléctrica y también la información proporcionada por ENAGAS. Dado que este escenario considera exclusivamente la cobertura de la demanda peninsular, se ha añadido una estimación del consumo de los ciclos combinados previstos tanto en las islas Baleares como en Canarias, de acuerdo con las fechas de incorporación al sistema previstas por los promotores. La simulación se realiza bajo la hipótesis de año hidráulico medio.

De acuerdo con las fuentes de información descritas los escenarios de demanda de gas para ciclos combinados, según los distintos sujetos - promotores, ENAGÁS y REE - se muestran en la figura 3.1.10.

Previsión de demanda (GWh/año)	2009	2010	2011	2012	2013
1. Promotores Alto	162.143	177.018	191.894	199.331	214.207
2. Promotores Central	126.111	137.681	149.251	155.035	166.605
3. Enagas	147.259	145.063	147.092	154.923	159.718
4. REE	123.820	118.616	117.541	122.399	125.429

Figura 3.1.10. Previsión de demanda de gas de ciclos combinados en distintos escenarios. Fuente: ENAGÁS, REE, promotores y CNE

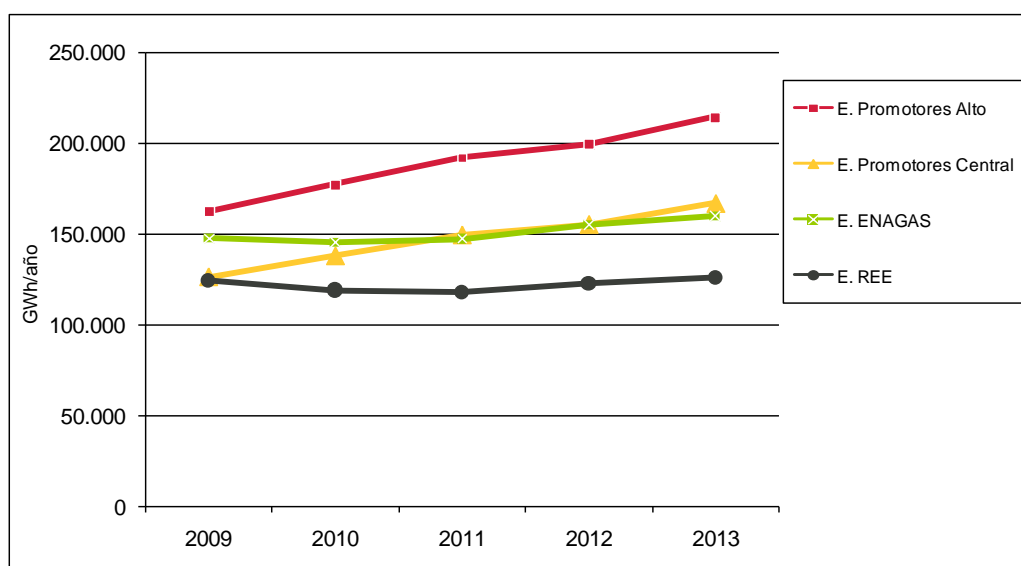


Figura 3.1.11. Representación gráfica de la demanda de gas de ciclos combinados prevista en los distintos escenarios. Fuente: ENAGÁS, REE, promotores y CNE

A partir de las figuras 3.1.10 y 3.1.11, para la previsión de demanda de gas natural se escogen los tres escenarios siguientes que, a juicio de esta Comisión, engloban todas las opciones factibles.

- Escenario superior de demanda de gas para ciclos: Coincide con el escenario alto de los promotores.
- Escenario central de demanda de gas para ciclos: Coincide con el escenario del operador gasista, ENAGAS.
- Escenario inferior de demanda de gas para ciclos: Coincide con el escenario del operador eléctrico, REE.

GWh/año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Incremento medio sobre 2008 [%]
Escenario superior	184.681	162.143	177.018	191.894	199.331	214.207	3,01%
Escenario central	184.681	147.259	145.063	147.092	154.923	159.718	-2,86%
Escenario inferior	184.681	123.820	118.616	117.541	122.399	125.429	-7,45%

Figura 3.1.12. Escenario de previsión de demanda de gas natural para CCGT's. Fuente: ENAGÁS, REE, Promotores y CNE

3.1.3.1.3 Demanda anual de gas para el mercado de generación eléctrica

Combinando los escenarios previstos para los mercados de centrales térmicas convencionales (figura 3.1.6) y ciclos combinados (Figura 3.1.12), se obtienen los siguientes escenarios de previsión de demanda total para el mercado de generación eléctrica.

M. Generación eléctrica GWh/año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Incremento medio sobre 2008 [%]
Escenario superior	187.534	164.701	179.376	194.052	201.290	215.967	2,86%
Escenario central	187.534	149.817	147.421	149.250	156.882	161.478	-2,95%
Escenario inferior	187.534	126.378	120.974	119.699	124.358	127.189	-7,47%

Figura 3.1.13. Previsión de la demanda anual de gas natural para generación eléctrica. Fuente: CNE

La progresiva implantación de grupos de ciclo combinado, para cubrir la demanda eléctrica prevista, supone una reducción significativa de las horas de funcionamiento de éstos en relación con los valores alcanzado en años anteriores. En la figura 3.1.14 se puede observar cómo el factor de carga de los grupos de generación de ciclo combinado se situaría, bajo las hipótesis asumidas, en un valor inferior al 40% a lo largo del periodo considerado, mientras que dicho factor se situó en torno al 50%, en valor promedio, durante el periodo comprendido entre la fecha de inicio de instalación de ciclos combinados en nuestro territorio y el año 2008.

Factor de carga (%)	2009	2010	2011	2012	2013
Escenario central	40,5%	34,3%	34,2%	34,0%	32,2%

Figura 3.1.14. Factor de carga de los ciclos combinados en el escenario central. Fuente: CNE



En cualquier caso, como ya se ha indicado anteriormente, las horas de funcionamiento finales de este tipo de centrales dependerán de diversos factores de diferente índole, relacionados con las condiciones de mercado, con la disponibilidad de otras tecnologías, con las condiciones meteorológicas u otros.

La necesidad de implantación de grupos de ciclo combinado no debe sólo analizarse desde el punto de vista de generación energética, sino también considerando las necesidades de cobertura de punta y respaldo de otras tecnologías para garantizar el suministro, como la eólica.

3.1.3.2 Estimación de la demanda diaria punta de gas natural en el mercado de generación eléctrica

Se ha supuesto que la demanda punta de este mercado corresponde a las necesidades de gas natural de las centrales de ciclo combinado y centrales térmicas convencionales que emplean gas natural como combustible. El consumo unitario de cada grupo, el número final de ciclos combinados implantados, su localización dentro del sistema gasista y su fecha de entrada en funcionamiento, determinan el esfuerzo en infraestructuras necesarias para garantizar su suministro.

Para estimar la demanda punta de los ciclos combinados, se considera una demanda para cada grupo de 400 MW de, aproximadamente, unos 18 GWh/día (65.000 m³(n)/h con un P.C.S. de 11,63 kWh/m³(N), suponiendo un funcionamiento de 24 horas al día).

Se ha calculado un único escenario de punta debida a la demanda eléctrica, mediante la consideración del funcionamiento simultáneo de todos los ciclos combinados y centrales térmicas convencionales de gas durante 21 horas del día de demanda punta a plena carga.

La hipótesis anterior, que también es tomada en consideración por el gestor gasista, se realiza en base a la forma de la curva diaria de demanda eléctrica que presenta, por un lado, periodos en los que el consumo es más elevado y, por otro lado, periodos en los que el consumo es, apreciablemente, más reducido (horas valle). Dado que, como se ha apuntado con anterioridad, la generación mediante centrales de gas natural viene a cubrir, en gran medida, las fluctuaciones de demanda eléctrica, durante el periodo diario de consumo eléctrico valle el funcionamiento de los ciclos combinados se ve generalmente reducido (lo cual se traduce en una reducción de las horas equivalentes de funcionamiento de esta tecnología).

El valor de 21 horas expuesto anteriormente supondría un factor de utilización simultánea de los ciclos de un 88%, valor que se corresponde con el máximo histórico observado hasta la fecha, durante el invierno 2005-2006.

Cabe apuntar que el escenario de punta probable ofrecido por ENAGAS, que considera un factor de simultaneidad de generación entre ciclos de forma que se cubra la punta eléctrica invernal prevista por el Operador del Sistema Eléctrico, se sitúa ligeramente por debajo del escenario definido previamente, salvo en 2009. Por lo tanto, la consideración de este último supone asumir una hipótesis algo más conservadora desde el punto de vista de la seguridad del sistema, a la hora de analizar la cobertura de la demanda de gas teniendo en cuenta las infraestructuras gasistas, que se realiza en el capítulo 6 de este informe.

GWh/día	2009	2010	2011	2012	2013
Escenario punta ENAGAS	905	995	998	1.083	1.121
Escenario punta probable	881	1.023	1.038	1.101	1.195

Figura 3.1.15. Previsión de la demanda punta de gas natural para generación eléctrica. Fuente: ENAGAS y CNE.

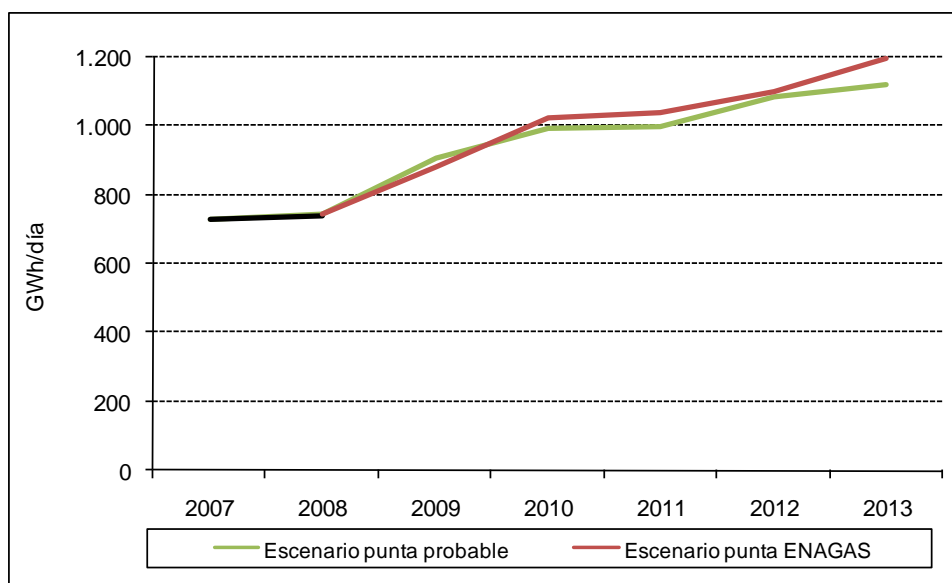


Figura 3.1.15 bis. Escenarios de demanda punta de gas natural para generación eléctrica. Fuente: ENAGAS y CNE.

3.1.4 Previsión de la demanda total de gas natural 2009-2013

La demanda total de gas natural se obtiene agregando la demanda de gas natural para el mercado convencional y para el mercado de generación eléctrica. Combinando los escenarios de las previsiones de ambos mercados se obtienen los tres escenarios de previsión de demanda anual y demanda diaria punta de gas natural propuestos: inferior, central y superior.

3.1.4.1 Previsión de demanda anual de gas natural

Los tres escenarios de previsión de demanda anual se obtienen combinando el escenario del mercado convencional con los escenarios para el mercado de generación eléctrica:

Escenario Demanda Anual Inferior: Resulta de agregar la demanda anual de gas del escenario probable del mercado convencional y el escenario inferior del mercado para generación eléctrica. En este escenario la demanda estimada para 2013 sería inferior a la demanda registrada en 2008.



GWh	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Incremento medio sobre 2008 [%]
Demanda Convencional	262.057	248.000	253.116	259.083	267.968	277.301	1,1%
Demanda generación eléctrica	187.534	126.378	120.974	119.699	124.358	127.189	-7,5%
C.T. Convencionales	2.853	2.558	2.358	2.158	1.959	1.760	-9,2%
C.T. Ciclo combinado	184.681	123.820	118.616	117.541	122.399	125.429	-7,4%
Total demanda	449.591	374.378	374.090	378.782	392.326	404.490	-2,1%

Figura 3.1.16. Previsión de la demanda anual de gas natural en el escenario inferior. Fuente: CNE

Escenario Demanda Anual Central: Resulta de agregar la demanda anual de gas en el escenario alto del mercado convencional y el escenario central del mercado para generación eléctrica. En este escenario, tras un periodo de contracción del consumo, hasta el último año del periodo considerado no se superaría el nivel de demanda alcanzado en 2008.

GWh	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Incremento medio sobre 2008 [%]
Demanda Convencional	262.057	252.268	256.999	265.201	280.323	296.427	2,5%
Demanda generación eléctrica	187.534	149.817	147.421	149.250	156.882	161.478	-2,9%
C.T. Convencionales	2.853	2.558	2.358	2.158	1.959	1.760	-9,2%
C.T. Ciclo combinado	184.681	147.259	145.063	147.092	154.923	159.718	-2,9%
Total demanda	449.591	402.085	404.420	414.451	437.205	457.905	0,4%

Figura 3.1.17. Previsión de la demanda anual de gas natural en el escenario central. Fuente: CNE

Escenario Demanda Anual Superior: Resulta de agregar la demanda anual de gas en el escenario alto del mercado convencional y el escenario superior del mercado de generación eléctrica. En este escenario la demanda de los dos primeros años del periodo de estimación sería algo inferior a la de 2008, si bien en años posteriores crecería de forma sostenida, superando dicho valor.

GWh	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Incremento medio sobre 2008 [%]
Demanda Convencional	262.057	252.268	256.999	265.201	280.323	296.427	2,5%
Demanda generación eléctrica	187.534	164.701	179.376	194.052	201.290	215.967	2,9%
C.T. Convencionales	2.853	2.558	2.358	2.158	1.959	1.760	-9,2%
C.T. Ciclo combinado	184.681	162.143	177.018	191.894	199.331	214.207	3,0%
Total demanda	449.591	416.969	436.375	459.253	481.613	512.394	2,6%

Figura 3.1.18. Previsión de la demanda anual de gas natural en el escenario superior. Fuente: CNE

A continuación se recogen estos resultados en una tabla resumen:

Demanda anual TOTAL (GWh)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Incremento medio sobre 2008 [%]
Escenario Superior	449.591	416.969	436.375	459.253	481.613	512.394	2,6%
Escenario Central	449.591	402.085	404.420	414.451	437.205	457.905	0,4%
Escenario Inferior	449.591	374.378	374.090	378.782	392.326	404.490	-2,1%

Figura 3.1.19. Resumen de los escenarios de demanda anual de gas natural. Fuente: CNE

En la figura 3.1.20 se muestra el gráfico de la evolución de la demanda total de gas natural a partir del año 2001, en los tres escenarios de previsión para el período 2009-2013.

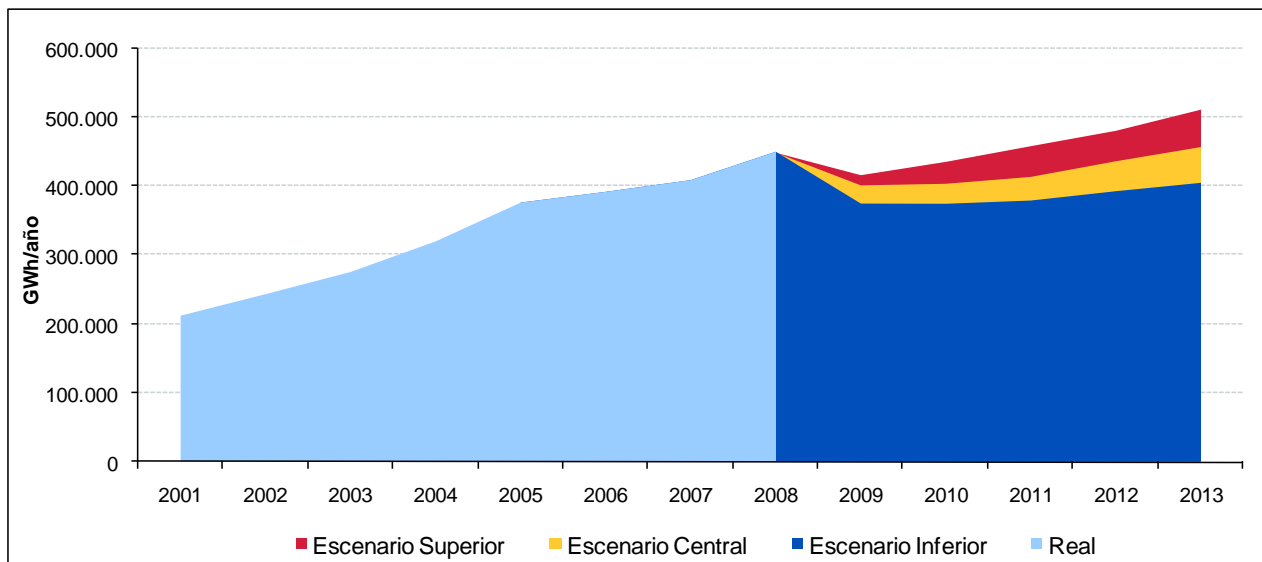


Figura 3.1.20. Evolución de la previsión de la demanda de gas natural por escenarios. Fuente: CNE

3.1.4.2 Previsión de la demanda diaria punta de gas natural

La previsión de demanda diaria punta de gas natural se obtiene agregando la demanda diaria punta de los mercados de gas convencional y de generación eléctrica recogidos en las figuras 3.1.3 y 3.1.15.

Combinando los distintos escenarios de los dos mercados se establecen escenarios de demanda diaria punta para el conjunto del Sistema Gasista (figura 3.1.21):

Escenario de punta central: se corresponde con el escenario de punta probable considerado por ENAGAS, tomado en consideración por éste como base para la simulación de los diferentes escenarios de cobertura de la demanda, teniendo en cuenta las infraestructuras existentes y previstas en el horizonte temporal de este estudio.

Escenario de punta superior: Resulta de agregar la demanda punta del mercado de generación eléctrica estimada en el epígrafe 3.1.3.2, que consideraba un factor de simultaneidad de ciclos del 88% (funcionamiento a plena carga durante 21 horas del día punta), y la demanda punta del mercado convencional en el escenario probable, que coincide con la aplicación del factor de punta 1,69 a la demanda media anual.

GWh/día	2009	2010	2011	2012	2013
Escenario superior	2.029	2.195	2.238	2.342	2.479
Escenario central	1.980	2.092	2.129	2.252	2.331

Figura 3.1.21. Previsión de demanda punta según Escenario. Fuente: CNE



La demanda punta prevista es, todos los años, superior a la punta histórica de demanda (1.863 GWh, alcanzada en diciembre de 2007) y registra un crecimiento interanual medio de valor 4,3% (4,9% en el escenario superior), valor que se sitúa por encima del factor de crecimiento de la demanda anual estimada anteriormente en cualquiera de los escenarios.

3.1.5 Seguimiento de las previsiones de demanda: Informe Marco 2008 vs. Informe Marco 2009

Las previsiones de demanda convencional facilitadas por los agentes que actúan en el sector gasista, realizadas en el año 2008, presentan diferencias respecto de las remitidas para el nuevo Informe Marco del año 2009, en el periodo de coincidencia de estudio de ambos informes (2009-2012). Fundamentalmente, la diferencia se basa en la revisión a la baja de la demanda convencional, siendo ésta entre un 2% y un 5% inferior, en 2012 y 2010 respectivamente.

Las previsiones de demanda para generación eléctrica del presente informe reducen también las estimaciones realizadas para dicho sector en el Informe Marco anterior. En valores promedio, esta reducción se sitúa entre el 16% en el caso del escenario superior y el 18% en el central.

Combinando ambas demandas, eléctrica y convencional, las previsiones del Informe Marco actual suponen una reducción de las previsiones incluidas en el Informe Marco de 2008, según se aprecia en la figura 3.1.22. En valores promedio, el nuevo escenario central supone una reducción del 7% de los valores estimados en el ejercicio anterior, mientras que en el escenario superior supone una reducción media aproximada del 6%.

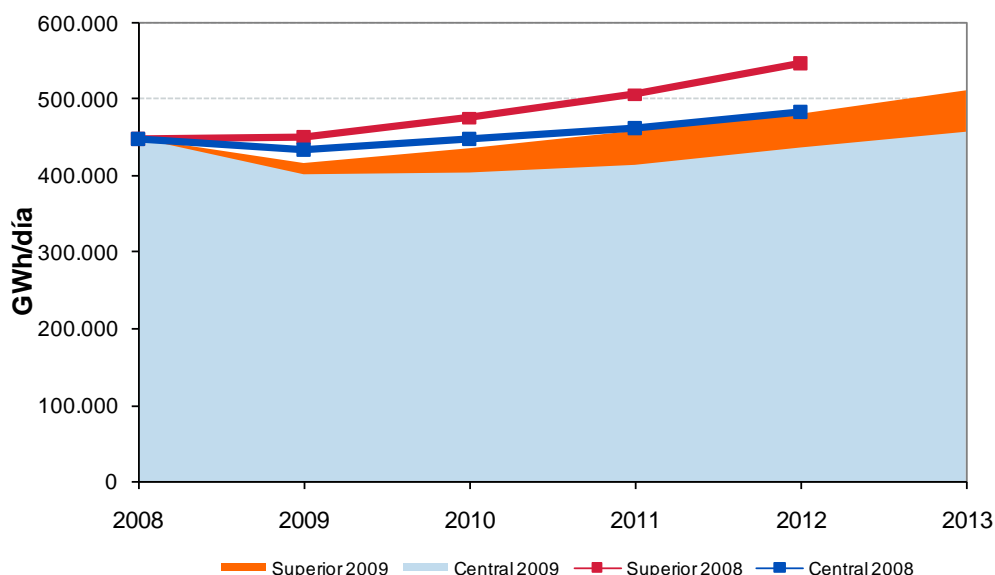


Figura 3.1.22. Escenarios de las previsiones de demanda para generación eléctrica del Informe Marco 2009 y del Informe Marco 2008 Fuente: CNE



3.2 Previsión de la demanda de energía eléctrica

La estimación de crecimiento de la demanda de electricidad es fundamental para el cálculo de cobertura que se realiza más adelante. Las previsiones aquí presentadas recogen las hipótesis establecidas por Red Eléctrica de España, S.A. en su documento “Previsión de cobertura de la demanda 2009 - 2013”, de mayo de 2009.

En la estimación de demanda anual a largo plazo se tienen en cuenta los factores de crecimiento de la actividad económica y laboralidad, básicos para analizar la potencial evolución de la demanda eléctrica. El primero de estos factores es considerado como el que más peso tiene en la evolución del consumo eléctrico a largo plazo. En este sentido, destaca la influencia que la demografía tiene en la estimación de la demanda. La tendencia demográfica se muestra ascendente en los próximos años, de acuerdo con los últimos estudios de proyección poblacional en el corto plazo (2008-2018) elaborados por el INE.

Para el cálculo del efecto actividad económica sobre la demanda de energía eléctrica se toma en consideración la estimación de incrementos anuales del PIB, variable ampliamente utilizada como índice de variación de la actividad económica, y la respuesta de la demanda de electricidad a los cambios en la actividad económica. Es conveniente considerar que, según nos vamos refiriendo a un horizonte más lejano, el nivel de incertidumbre aumenta, tanto sobre las previsiones de actividad económica como, aunque en menor grado, sobre las previsiones acerca del comportamiento de la demanda.

En cuanto al efecto laboralidad, se considera básicamente el número de días laborables del año. Dado que este efecto es el mismo para todos los años, las diferencias vienen marcadas por los años bisiestos, los cuales, con un día más de actividad, generan un ligero incremento de demanda respecto al año anterior. Otras aproximaciones sobre el calendario anual no proporcionan resultados de variaciones de demanda significativos, al presuponerse que el número de días laborables y festivos permanece constante.

Por otra parte, el efecto temperatura es de gran importancia dada la sensibilidad que presenta la demanda ante variaciones importantes de la temperatura en el corto plazo. Sin embargo, no es un factor relevante en un plazo mayor, para lo que se tienen en cuenta los históricos de registros de temperatura. De esta forma, se puede observar cómo la demanda varía entre los meses invernales y el periodo estival, aunque estas variaciones se han ido reduciendo con el paso de los años, debido a los incrementos de demanda cada vez mayores que se presentan en los periodos estivales.

La demanda de energía eléctrica ha experimentado un fuerte crecimiento en la última década. Este continuo aumento se ha originado en un incremento del nivel de renta de los consumidores, que a su vez implica un aumento del equipamiento en los sectores doméstico y terciario, mientras se mantiene el consumo en el sector industrial. Sin embargo, los valores de consumo per cápita en España son aún inferiores a los de otros países europeos.

La demanda eléctrica nacional (incluyendo extrapeninsulares) ha venido creciendo hasta 2006 a ritmos superiores a lo que lo hacía el Producto Interior Bruto. Esta situación implica un aumento del consumo eléctrico por unidad de PIB, que contrasta con lo acaecido en la mayoría de los países europeos de nuestro entorno. Sin embargo, en los tres últimos años el crecimiento de la demanda eléctrica ha sido inferior al del PIB, en parte debido a la introducción de medidas de ahorro y eficiencia energética. La figura 3.2.1 muestra la evolución de las variaciones del PIB y del consumo eléctrico en España en los últimos años.

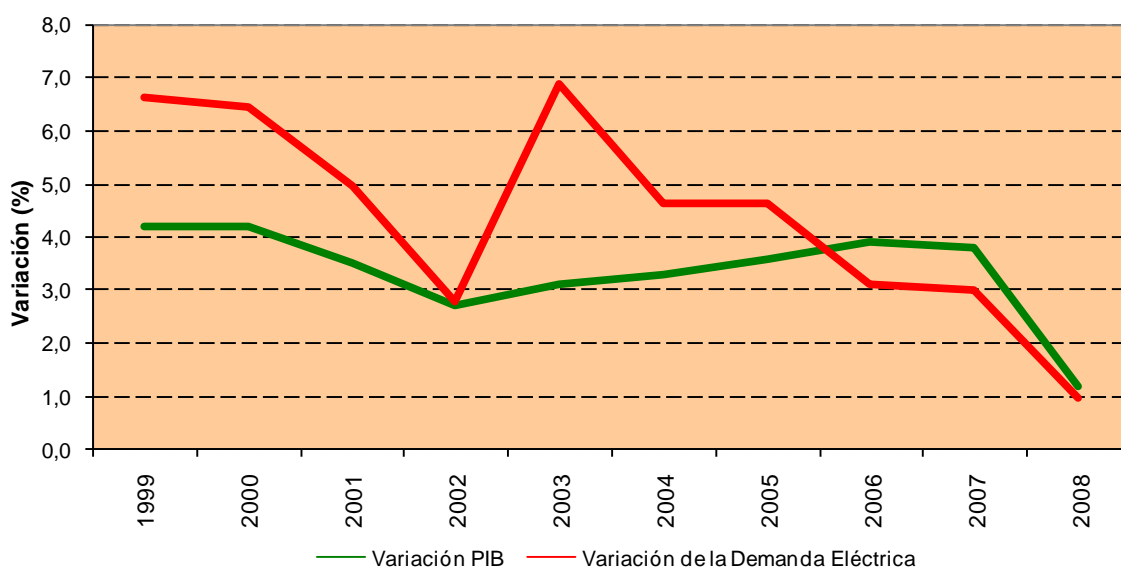


Figura 3.2.1. Evolución del PIB y de la demanda eléctrica. Fuente REE y elaboración propia.

A efectos de cuantificar la futura demanda eléctrica se han realizado varias estimaciones en función de unas previsiones de crecimiento económico (PIB), temperatura (media histórica) y la laboralidad (según calendario).

3.2.1 Demanda anual y punta de energía eléctrica peninsular en el periodo 2009 a 2013

Ya se ha mencionado en el capítulo anterior que la demanda de energía eléctrica peninsular ha venido creciendo anualmente hasta la fecha, si bien en los últimos años dicho crecimiento se ha moderado con respecto a los años anteriores, en los que los incrementos anuales de la demanda peninsular se situaban alrededor del 4%. Este incremento fue del 3,1% y 3% durante los años 2006 y 2007, respectivamente. En 2008 la demanda peninsular ha sido de 264.881 GWh, apenas un 0,9% superior a la de 2007; este escaso crecimiento se debe fundamentalmente al empeoramiento de la situación económica del país a lo largo de 2008 y el menor crecimiento del PIB, que ronda el 1,2%.

La previsión de demanda del operador del sistema para el periodo 2009-2013, en línea con el escenario económico esperado, muestra una tendencia descendente en las previsiones de incrementos de demanda eléctrica en el primer año del periodo considerado, con una moderada recuperación en los años siguientes.

Para el cálculo del efecto actividad económica sobre la demanda de energía eléctrica se toma en consideración la estimación de incrementos anuales del PIB, variable ampliamente utilizada como índice de variación de la actividad económica, y la respuesta de la demanda de electricidad a los cambios en la actividad económica. Es conveniente considerar que, según nos vamos refiriendo a un horizonte más lejano, el nivel de incertidumbre aumenta, tanto sobre las previsiones de actividad económica como, aunque en menor grado, sobre las previsiones acerca del comportamiento de la demanda.

Se muestran a continuación los dos escenarios de evolución de demanda peninsular más restrictivos desde el punto de vista de la cobertura de entre los planteados por el Operador del Sistema en su documento “Previsión de cobertura de la demanda 2009 - 2013”, publicado en mayo de 2009.

Demanda (Twh)	Escenario Central		Escenario Superior	
	TWh	Variación interanual (%)	TWh	Variación interanual (%)
2009	254	-3,6	257	-2,7
2010	255	0,1	259	1
2011	259	1,9	265	2,4
2012	266	2,4	273	2,9
2013	272	2,3	281	2,8

Figura 3.2.2. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en el periodo 2008 – 2012. Fuente: REE.

De esta forma, se conforma una situación de demanda, en sus mayores previsiones, como la que muestra la **figura 3.2.3**.



Figura 3.2.3 Previsión de evolución de demanda anual eléctrica con temperatura media (TWh). Fuente: REE.

Por otra parte, el Operador del Sistema efectúa también una previsión de demanda punta de potencia para el periodo analizado en dos escenarios diferentes: uno Extremo, para el que se consideran rachas de temperatura desfavorables, y otro Medio, moderado por la efectividad de la aplicación de medidas de gestión de la demanda (Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España). En ambos se observa una tendencia creciente continuada, aunque mucho más suave que la prevista en estudios anteriores para el mismo periodo.

La **figura 3.2.4** muestra, para los escenarios Eficiente y Extremo, las puntas de demanda de potencia determinadas por Red Eléctrica de España, tanto en invierno como de verano.

Punta de demanda (MW)	Invierno		Punta de demanda (MW)	Verano	
	Escenario Eficiente	Escenario Extremo		Escenario Eficiente	Escenario Extremo
2009 / 10	44.000	45.500	2009	40.800	42.000
2010 / 11	44.600	46.500	2010	40.900	42.500
2011 / 12	45.800	48.200	2011	42.100	43.900
2012 / 13	46.900	49.500	2012	42.900	45.000
2013 / 14	48.200	51.000	2013	43.700	46.400

Figura 3.2.4. Previsión de crecimiento de las puntas de demanda horarias de invierno y verano. Fuente: REE.

El crecimiento de las puntas de invierno no es paralelo al de las de verano. En el pasado, tal como se puede observar en la figura siguiente, ha habido años en los que una de las puntas ha aumentado más que la otra, principalmente como efecto de las rachas de temperatura; y hasta es normal que se presenten años con evoluciones contrapuestas.

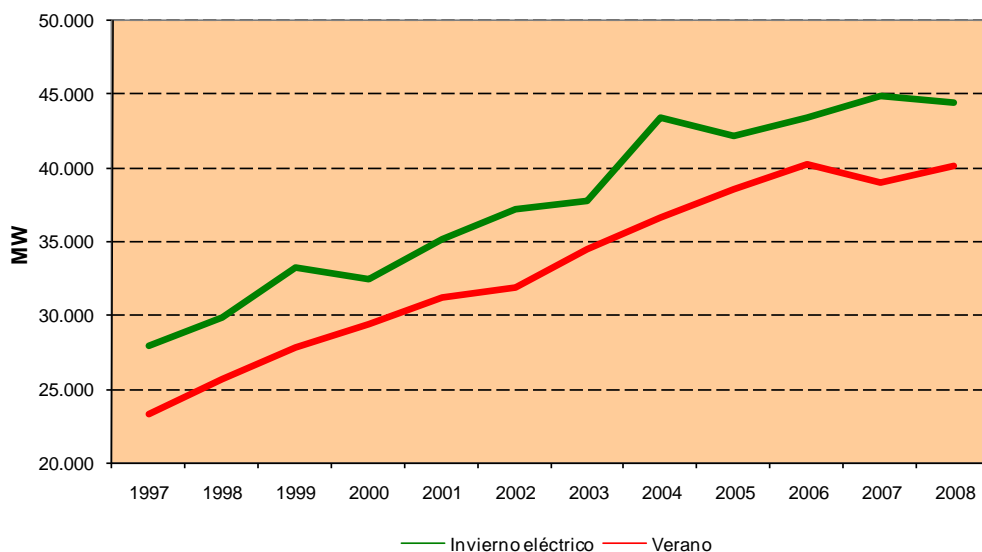


Figura 3.2.5. Puntas de demanda de potencia en MW en verano (de junio a septiembre del año en curso) e invierno de cada año eléctrico (desde noviembre del año n hasta marzo del año $n+1$).

Fuente: REE y elaboración propia.

Los factores de carga máximos previstos, considerados como la relación entre demanda anual máxima prevista y punta máxima prevista del sistema multiplicada por 8.760 horas (8.784 en años bisiestos), se sitúan entre el 60 y el 65% para el periodo analizado en este informe, 2009-2013.

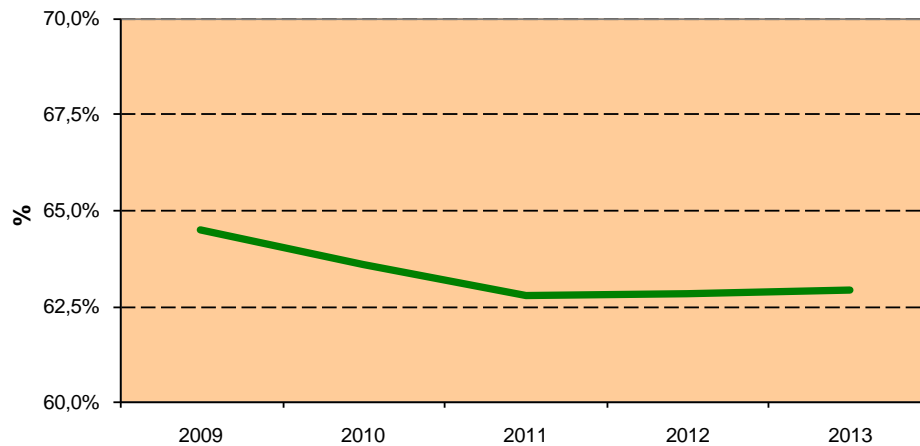


Figura 3.2.6. Factores de carga máximos. Fuente: REE y elaboración propia.

Finalmente, las **figuras 3.2.7** y **3.2.8** muestran gráficamente la evolución prevista de la punta de potencia máxima, para los periodos invernal y estival.

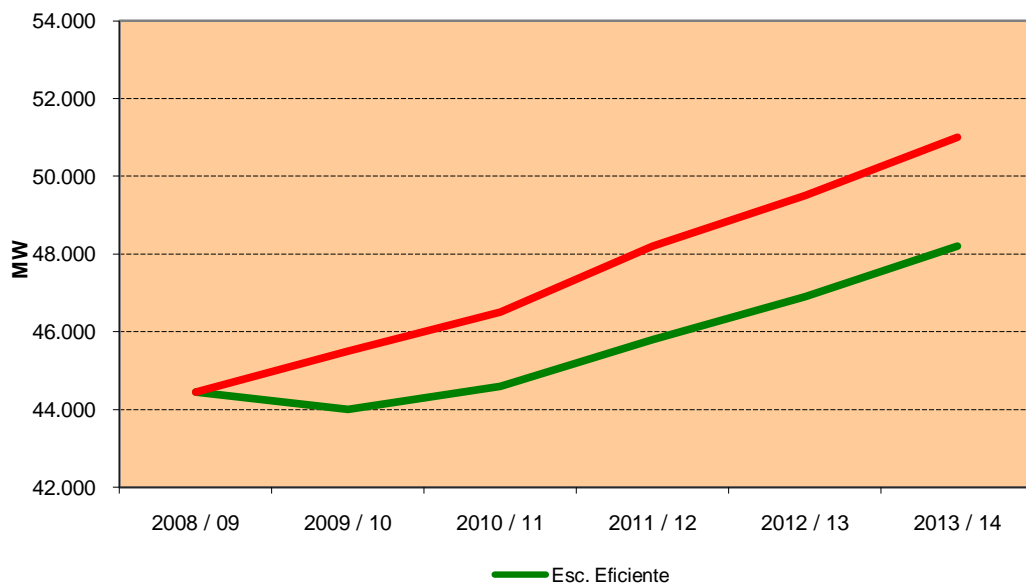


Figura 3.2.7. Previsión del crecimiento de las puntas horarias de invierno. Fuente: REE.

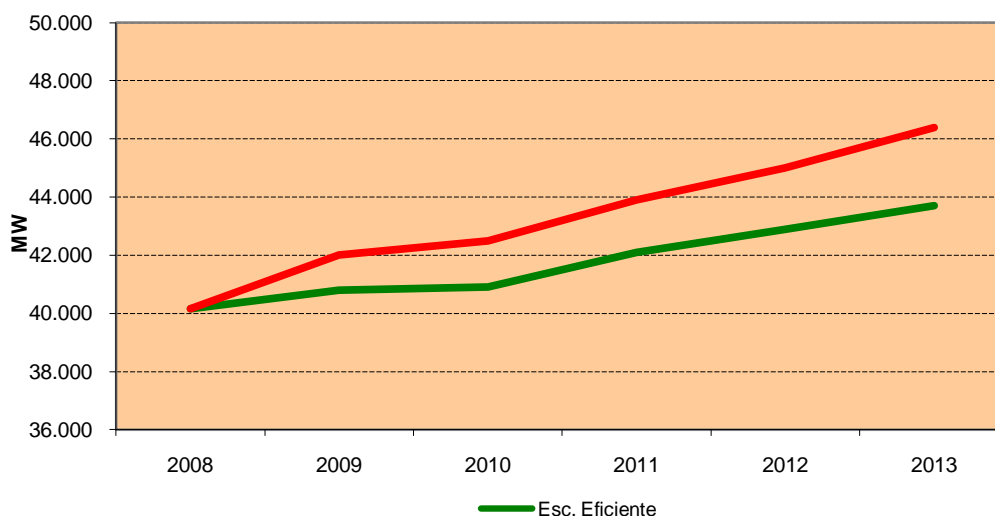


Figura 3.2.8. Previsión del crecimiento de las puntas horarias de verano. Fuente: REE.

3.2.2 Demanda anual y punta de energía eléctrica extrapeninsular en el periodo 2009 – 2013

Durante el periodo 1999 – 2008 se han venido observando crecimientos dispares de la demanda eléctrica extrapeninsular, dentro de un intervalo que va desde el 9,6% en el año 2003 hasta el incremento de sólo un 1,7 % en el año 2008, siendo, por tanto, este último año el que supone el mínimo incremento dentro de este intervalo contemplado en cuanto a crecimiento de la demanda extrapeninsular.

Las previsiones de demanda de energía eléctrica en los sistemas extrapeninsulares se basan en la información suministrada por el operador del sistema.

Sistemas (GWh)	2009	Δ% 2009/2008	2010	Δ% 2010/2009	2011	Δ% 2011/2010	2012	Δ% 2012/2011	2013	Δ% 2013/2012
Gran Canaria	3.632,0		3.633,0		3.789,0		3.942,0		4.093,0	
Tenerife	3.637,0		3.657,0		3.821,0		3.980,0		4.131,0	
Lanzarote-Fuerteventura	1.462,0		1.525,0		1.629,0		1.736,0		1.841,0	
La Palma	268,0		277,0		286,0		296,0		306,0	
La Gomera	70,0		72,0		74,0		78,0		82,0	
Hierro	42,0		44,0		46,0		48,0		50,0	
Total Canarias	9.111,0	-2,2%	9.208,0	1,1%	9.645,0	4,7%	10.080,0	4,5%	10.503,0	4,2%
Mallorca-Menorca	5.302,0		5.417,0		5.571,0		5.762,0		5.998,0	
Ibiza-Formentera	830,0		849,0		874,0		905,0		942,0	
Total Baleares	6.132,0	0,2%	6.266,0	2,2%	6.445,0	2,9%	6.667,0	3,4%	6.940,0	4,1%
Ceuta	237,8	13,4%	260,4	9,5%	286,9	10,2%	306,1	6,7%	317,4	3,7%
Melilla	218,6	8,6%	228,0	4,3%	237,4	4,1%	254,6	7,2%	272,1	6,9%
TOTAL EXTRAPEN.	15.699,4	-1,0%	15.962,4	1,7%	16.614,3	4,1%	17.307,7	4,2%	18.032,5	4,2%

Figura 3.2.9. Previsiones de demanda de energía (GWh) e incrementos interanuales. Fuente: REE y CNE.

Según estas estimaciones aún continuaría la tendencia a la disminución de demanda de electricidad, particularmente en Canarias, debido en este caso al retraso en las fechas de conexión de las demandas singulares y a la desfavorable coyuntura económica que atraviesa el país, según argumentos del Operador del Sistema. También puede observarse que en el caso de Baleares se espera casi un estancamiento en cuanto a la demanda eléctrica prevista para el año 2009.

En la ciudad autónoma de Ceuta se espera un importante incremento de la demanda en el año 2009, superior a un 13%, que responde a demandas singulares previstas con consumo unitario igual o superior a 1 MW. También, y por el mismo motivo, se espera un importante incremento de la demanda en 2009 en la ciudad autónoma de Melilla, de más de un 8%.

Las previsiones de punta máxima de demanda en barras de central para los sistemas extrapeninsulares aparecen en la **figura 3.2.10**. Estas puntas de demanda de potencia corresponderán en general a la potencia máxima en invierno en Canarias, Ceuta y Melilla, y a la potencia máxima en verano en Baleares.

Sistemas (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Gran Canaria	598	613	637	660	682
Tenerife	616	622	648	672	696
Lanzarote-Fuerteventura	251	264	280	298	316
La Palma	51	53	56	60	65
La Gomera	15	16	16	18	19
Hierro	9	9	9	10	10
Total Canarias	1.540	1.577	1.646	1.718	1.788
Mallorca-Menorca	1.136	1.186	1.256	1.344	1.414
Ibiza-Formentera	212	221	232	245	256
Total Baleares	1.348	1.407	1.488	1.589	1.670
Ceuta	45	49	54	56	58
Melilla	41	42	44	47	51
TOTAL EXTRAPENINSULARES	2.974	3.075	3.231	3.411	3.567

Figura 3.2.10. Previsiones de potencia punta en barras de central (MW) Fuente: REE y elaboración propia.

Las previsiones de demanda de potencia punta resultan ligeramente inferiores en general a las consideradas en el Informe Marco anterior en los subsistemas insulares y extrapeninsulares, a pesar de que ya fueron revisadas a la baja a la vista de la coyuntura económica desfavorable que se produjo tanto a lo largo del año 2008 como en los primeros meses del año 2009, y para la que se prevé una cierta duración en el tiempo. Básicamente esto puede observarse en el sistema Canario, en particular en los subsistemas eléctricos de Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura.

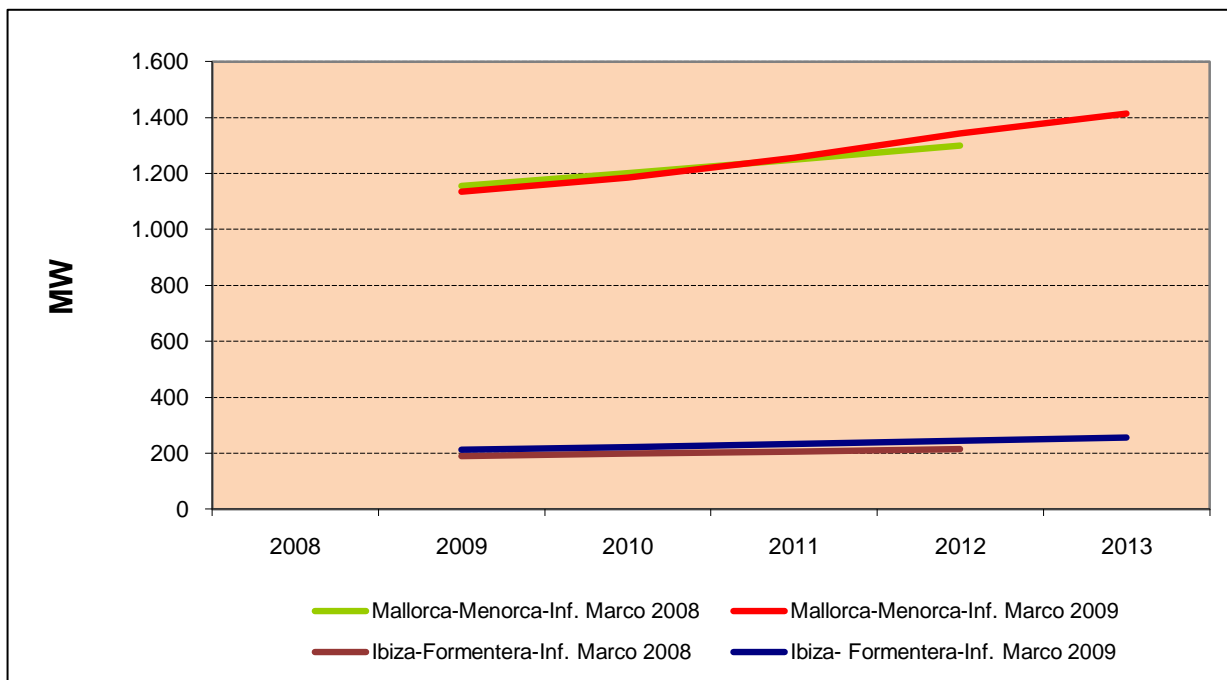


Figura 3.2.11. Previsiones de potencia punta de los subsistemas de Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera en el Informe Marco actual y en el precedente. Fuente: REE y CNE.

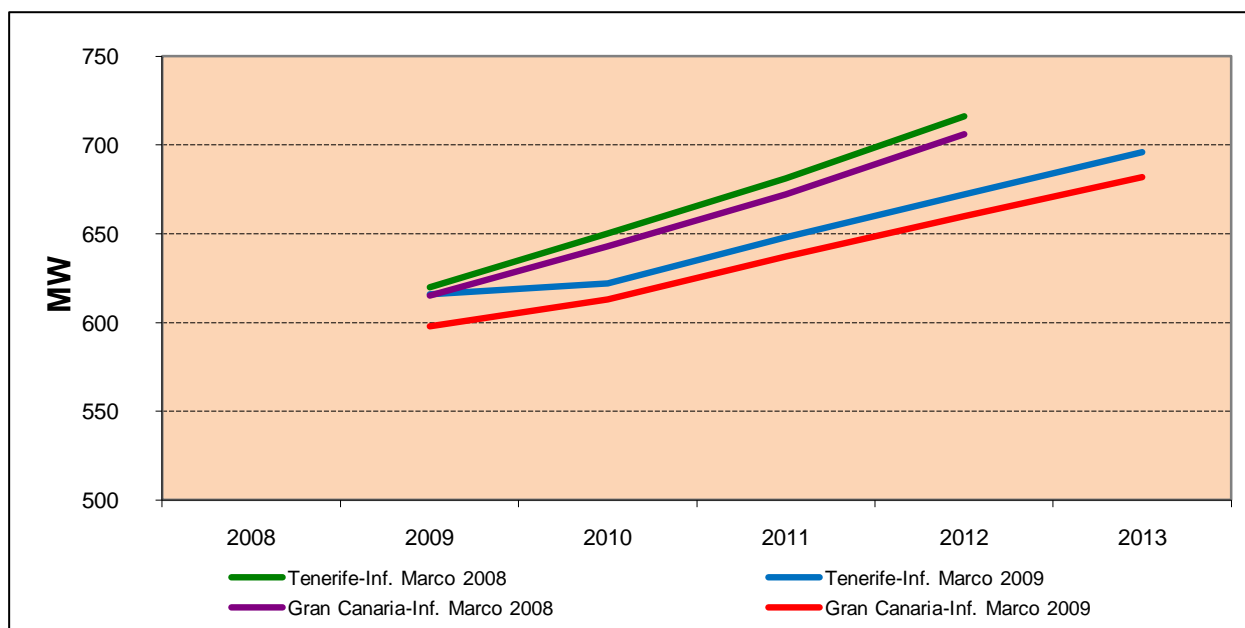


Figura 3.2.12. Previsiones de potencia punta de los subsistemas de Tenerife y Gran Canaria en el Informe Marco actual y en el precedente. Fuente: REE y CNE.

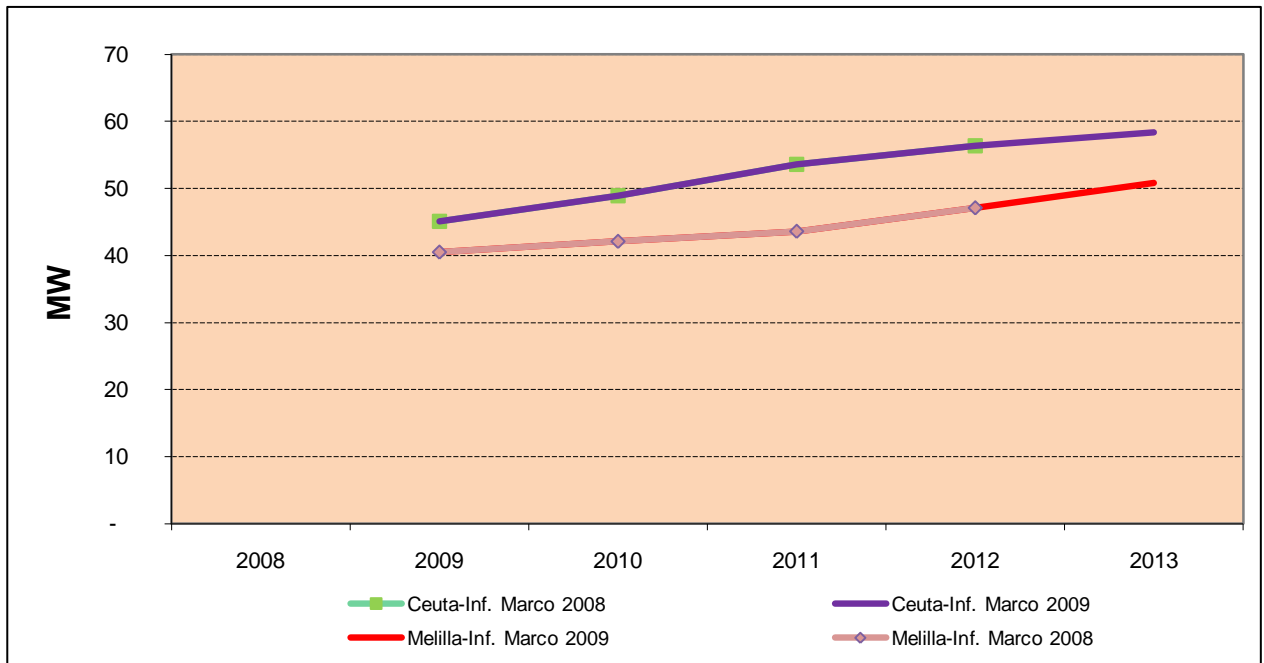


Figura 3.2.13. Previsiones de potencia punta de los subsistemas de Ceuta y Melilla en el Informe Marco actual y en el precedente. Fuente: REE y CNE.



ÍNDICE

4	LA PREVISIÓN DE LA OFERTA DE ENERGÍA.....	95
4.1	Previsión de la oferta de gas natural.....	95
4.1.1	Previsión de la oferta de gas natural por orígenes.....	97
4.2	Previsión de la oferta de producción de energía eléctrica	100
4.2.1	Régimen ordinario en el sistema peninsular	100
4.2.2	Régimen especial en el sistema peninsular	106
4.2.3	Régimen ordinario en los sistemas extrapeninsulares	111
4.2.4	Régimen especial en los sistemas extrapeninsulares.....	115



4 LA PREVISIÓN DE LA OFERTA DE ENERGÍA

En el capítulo anterior de este informe se ha presentado la previsión de la demanda de energía eléctrica y gas natural para los próximos años. En este capítulo se realiza una previsión de la oferta de energía, procediendo, en los capítulos siguientes, al análisis de la cobertura de la demanda.

En primer lugar, se describe la previsión de la oferta de gas natural, y en segundo lugar, se expone la oferta de producción de energía eléctrica en régimen ordinario y en régimen especial, tanto para el sistema peninsular, como para el extrapeninsular.

4.1 Previsión de la oferta de gas natural

La oferta de gas natural en España se basa en importaciones procedentes de diversos orígenes, siendo la participación del gas nacional muy pequeña, dada la escasez de reservas nacionales.

El gas natural se importa a España a través de gasoductos, y mediante buques metaneros que descargan el gas natural licuado en las plantas de regasificación.

La oferta de gas natural a España mediante gasoducto viene condicionada por la situación geográfica de los yacimientos de gas, y está limitada por la capacidad de importación de las conexiones internacionales por gasoducto. En la actualidad se importa gas argelino a través de la conexión Magreb-Europa, a través de Marruecos, y gas del Mar del Norte a través de las conexiones con Francia. La entrada en funcionamiento del gasoducto MEDGAZ, prevista para finales de 2009, permitirá aumentar la oferta de gas argelino, evitando además el tránsito por Marruecos.

Por el contrario, la oferta de GNL es mundial, pudiendo importarse gas a España desde cualquier país que disponga de capacidad de licuefacción. En el año 2008 se ampliaron las fuentes de importación de GNL incorporándose Noruega, desde la planta de licuación de Snövit, y Guinea Ecuatorial, desde Punta Europa. Nigeria concentró gran parte de las importaciones de GNL, seguida de Argelia, Egipto, Qatar y Trinidad y Tobago, destacando este último por el notable ascenso respecto a 2007.

Previsión de Oferta de GNL en el Mundo.

A finales de 2007, hay en el Mundo 15 países productores de GNL, según se muestra en la figura 4.1.1, con una capacidad de licuación instalada de 192 bcm.

En 2007 Qatar ha sido el primer productor y exportador mundial de GNL, desplazando a Indonesia, que mantenía el liderazgo mundial de la producción de GNL desde hace más de 10 años. Los incrementos previstos en la producción de Qatar para el periodo 2007-2010, así como su posición geográfica estratégica, que le permite abastecer tanto al mercado atlántico como al mercado pacífico, le convierte en la principal referencia para la fijación de los precios del mercado de GNL, tanto spot como a largo plazo.

Se espera que la capacidad de licuefacción mundial se incremente en casi un 50% durante el periodo 2007-2012, siendo notable el incremento previsto de la capacidad de licuefacción en Qatar (+43,4bcm), Rusia (+9,6 bcm), Australia (+9,2 bcm) y Yemen (+6,7 bcm).

En el periodo considerado se prevé la incorporación de cuatro nuevos países a la producción de GNL: Angola, Yemen, Rusia y Perú.

A partir de 2012 y hasta el año 2020, los crecimientos de la capacidad de licuación más importantes se producirán en Australia, que podría multiplicar por cuatro su producción de GNL para el año 2020, compensando así las dificultades de Indonesia de mantener su producción actual de GNL, debido al incremento de su consumo interno. Cabe señalar que, salvo el caso citado de Australia, no se encuentra confirmado ningún proyecto adicional de instalación de nueva capacidad de licuación a partir del año 2012.

	2007		2012	
	bcm	%	bcm	%
Cuenca Atlántica	74,1	39%	90	31%
Argelia	20,3	27%	24,8	28%
Angola	0	0%	5	6%
Egipto	12	16%	12	13%
Guinea Ecuatorial	3,7	5%	3,7	4%
Libia	0,7	1%	3	3%
Nigeria	17,8	24%	21,9	24%
Noruega	4,2	6%	4,2	5%
Trinidad y Tobago	15,4	21%	15,4	17%
Oriente Medio	46,8	24%	99,9	35%
Abu Dhabi	5,8	12%	5,8	6%
Omán	10,6	23%	10,6	11%
Qatar	30,4	65%	76,8	77%
Yemen	0	0%	6,7	7%
Cuenca Pacífica	71,5	37%	98,5	34%
Australia	14,7	21%	23,9	24%
Brunei	7,2	10%	7,2	7%
EE.UU	1,5	2%	1,5	2%
Indonesia	25	35%	28	28%
Malasia	23,1	32%	23,9	24%
Perú	0	0%	4,4	4%
Rusia	0	0%	9,6	10%
Total Capacidad de licuación	192,4	100%	288,4	100%

Figura 4.1.1: Capacidad de licuefacción. Fuente: Cedigaz

Capacidad de regasificación instalada en el Mundo

La capacidad de regasificación instalada en el Mundo es considerablemente mayor que la capacidad de licuefacción. A finales de 2007, se encuentran operando 64 plantas de regasificación, con una capacidad de 585 bcm, tres veces superior a la capacidad de licuación. Además, se prevé un aumento muy importante del número de plantas de regasificación instaladas, existiendo 17 plantas en construcción, y otras 67 en proyecto.

Terminales de regasificación	Operando	En construcción	En proyecto
Europa	17	6	24
América - Cuenca atlántica	9	7	22
América - Cuenca pacífica	-	-	5
Asia – Pacífico	38	4	16
Número total de plantas	64	17	67
Capacidad de regasificación (bcm/año)	585	164	807

Figura 4.1.2: Capacidad de regasificación. Fuente: CNE, elaboración propia.

La existencia de excedente de capacidad de regasificación y el aumento de la flota de buques metaneros configuran un escenario en el que el GNL tendrá un papel fundamental en el arbitraje de precios entre los distintos mercados regionales del gas natural.

En la actualidad la flota de barcos metaneros es de 250 buques (de los cuales 4 son de una capacidad superior a 200.000 m³) y se encuentran en construcción o bajo pedido firme otros 130 buques (de los cuales 50 son de una capacidad superior a 200.000 m³), lo que permitirán que la flota de metaneros duplique su capacidad en el periodo analizado.

4.1.1 Previsión de la oferta de gas natural por orígenes

Los siguientes apartados muestran las previsiones de oferta en España para el período 2009-2013, así como el grado de compromiso de los contratos de aprovisionamiento.

Para ello, las comercializadoras facilitaron la información sobre sus contratos de aprovisionamiento indicando el país de procedencia del gas natural, el tipo de gas (por gasoducto o GNL), las empresas suministradoras, las fechas de inicio de los contratos y la duración de éstos, así como las cantidades anuales previstas. Cabe señalar que las previsiones de los comercializadores resultan indicativas de las tendencias y características de los aprovisionamientos de gas en el futuro, pero no pueden considerarse concluyentes, ya que introducen un alto grado de incertidumbre al estar basadas en las previsiones de penetración de mercado y depender del éxito de las expectativas en la captación de clientes.

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, establece que serán los agentes comercializadores designados por el Gobierno los que asuman la responsabilidad del suministro de último recurso. Asimismo, dicha Ley establece la separación jurídica de las actividades de transporte de las de producción y suministro. Por lo tanto, las compañías transportistas han dejado de realizar adquisiciones de gas para su venta al mercado regulado.

En consecuencia, los aprovisionamientos de gas natural corren exclusivamente a cargo de los agentes comercializadores.

A continuación se expone en la figura 4.1.3 la previsión de la oferta de gas natural para el periodo 2009-2013, de acuerdo a la información remitida a la CNE por las comercializadoras, sin considerar las posibles restricciones técnicas, de capacidad, funcionamiento u otras que pudieran existir en las infraestructuras del sistema gasista.

ZONA GEOGRÁFICA	2009 GWh	2010 GWh	2011 GWh	2012 GWh	2013 GWh
Total gasoducto	113.894	197.522	212.704	221.235	228.187
Argelia (Magreb-Europa)	90.020	93.198	100.449	108.480	115.431
Argelia (Medgaz)*	0	82.525	91.955	92.455	92.455
Noruega	22.300	21.000	20.000	20.000	20.000
Francia	300	300	300	300	300
Varios	1.274	500	0	0	0
Total GNL	362.452	379.737	380.382	388.163	397.969
Noruega	18.408	17.500	17.500	17.500	17.500
África	121.345	126.682	124.627	126.628	121.683
Argelia	60.111	43.164	43.707	43.707	43.707
Egipto	14.004	15.748	18.550	20.551	20.606
Libia	5.000	5.000	5.000	5.000	0
Nigeria	42.230	62.770	57.370	57.370	57.370
Oriente Medio	54.067	51.570	51.570	51.570	51.570
Qatar	46.821	51.570	51.570	51.570	51.570
Omán	7.246	0	0	0	0
Trinidad & Tobago	37.652	35.800	35.800	35.800	43.800
Sin especificar origen	130.980	148.185	150.885	156.665	163.415
Total Oferta	476.346	577.259	593.086	609.398	626.155

Figura 4.1.3. Distribución por país de origen de la oferta de GN y GNL. Fuente: Empresas transportistas, comercializadores y productores

Como se aprecia, los suministros procedentes del exterior mantienen a Argelia como principal país suministrador, seguido de Qatar, Nigeria, Trinidad y Tobago, Noruega, Egipto, y Libia.

Las previsiones de oferta muestran una senda creciente tanto a través de gasoducto como en forma de GNL, aunque no en la misma medida. Mientras que el incremento medio anual de la oferta de GNL para el periodo 2009 - 2013 es del 2,4%, el incremento medio anual de la oferta de gas natural mediante gasoducto para dicho periodo es del 22,1%, como consecuencia de la entrada en funcionamiento de la nueva conexión internacional directa por gasoducto con Argelia, denominada MEDGAZ, que permite incrementar los aprovisionamientos por gasoducto. Esta conexión entrará en funcionamiento a finales de 2009 - principios de 2010, por lo que la cantidad importada por gasoducto experimenta una subida notable en 2010. En valores absolutos, se prevé

que la oferta a través de gasoducto aumente en torno a 115.000 GWh a lo largo del periodo 2009 – 2013, por mayores importaciones de gas argelino.

Respecto al GNL se prevé que la oferta de GNL aumente en 35.000 GWh, siendo notable la disminución desde Argelia por esta vía (-16.400 GWh), que se ve compensada por la mayor entrada de gas por el Medgaz, aunque el origen de la mayoría de los crecimientos de oferta está por especificar. Las previsiones de oferta del resto de países se mantienen más o menos constantes a lo largo del periodo considerado.

La entrada en funcionamiento del MEDGAZ supone, por lo tanto, un aumento de la oferta de gas argelino y una disminución del peso del GNL respecto a la oferta total de gas natural, que baja diez puntos porcentuales (del 76% al 64%) entre 2009 y 2010.

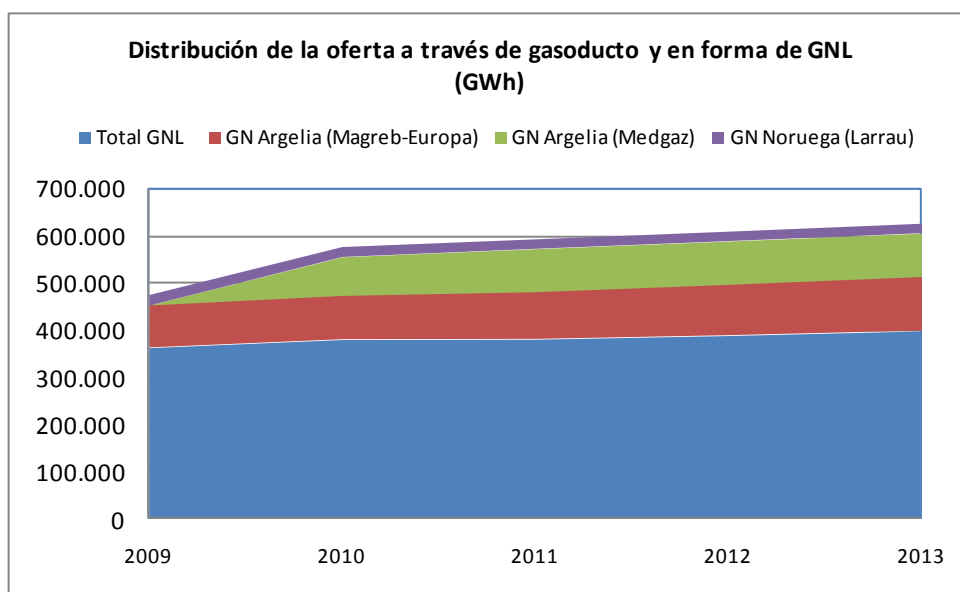


Figura 4.1.4. Distribución de la oferta de gas natural a través de gasoducto y en forma de GNL.
Fuente: Empresas transportistas, comercializadores, productores y CNE

De acuerdo con la previsión de oferta remitida a la CNE por los comercializadores, no se aprecian problemas en la diversificación de suministros en el futuro. Se prevé que en 2009 el 31,5% de la oferta de gas proceda de Argelia, cifra que aumenta hasta el 37,9% para 2010, año de puesta en marcha del MEDGAZ.

La capacidad de las conexiones internacionales del Magreb-Europa y el MEDGAZ se encuentra saturada con los contratos de aprovisionamiento actuales, y el grado de utilización de la capacidad de la conexión internacional con Francia por Larrau es también muy elevado. La puesta en marcha de las infraestructuras de transporte previstas en las zonas gasistas Valle del Ebro y sus colindantes, País Vasco, Cataluña y Levante modifica la capacidad de transporte de la conexión internacional de Larrau, aportando mayor capacidad tanto de entrada hacia España como de salida hacia Francia.

Por el contrario, el grado de utilización de la capacidad de las plantas de regasificación es inferior al de las interconexiones internacionales por gasoducto, y se prevé su disminución tras la puesta en funcionamiento del MEDGAZ.



4.2 Previsión de la oferta de producción de energía eléctrica

En este capítulo, se detalla la previsión de oferta de producción de energía eléctrica para el período 2009 a 2013, desglosándola en producción eléctrica de régimen ordinario y de régimen especial, incluyendo la incorporación de las nuevas centrales de producción de energía eléctrica en el año previsto de su puesta en marcha. La potencia eléctrica instalada a 31 de diciembre de 2008 es la que se refleja en la figura 4.2.1.

RÉGIMEN ORDINARIO	Potencia peninsular (MW)	Potencia extrapeninsular (MW)	Potencia total (MW)
Hidráulica	16.657	1	16.658
Nuclear	7.716	0	7.716
Carbón	11.359	510	11.869
Fuel/gas	4.418	2.803	7.221
CCTG	21.675	1385	23.060
TOTAL RÉG. ORDINARIO	61.825	4.699	66.524
RÉGIMEN ESPECIAL	Potencia peninsular (MW)	Potencia extrapeninsular (MW)	Potencia total (MW)
Cogeneración	6.096	40	6.136
Eólica	15.831	151	15.982
Hidráulica	1.945	0	1.945
Otros	4.957	223	5.180
TOTAL RÉG. ESPECIAL	28.829	414	29.243
TOTAL POTENCIA	90.654	5.113	95.767

Figura 4.2.1. Potencia eléctrica instalada en España a 31-12-2008
Fuente: REE, Endesa y CNE.

4.2.1 Régimen ordinario en el sistema peninsular

Tal como se establece en la Exposición de motivos de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, *“en la generación de energía eléctrica, se reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia”*, por lo que la construcción de nuevas centrales de generación queda sometida a la libre decisión de las empresas generadoras, sin perjuicio de que las nuevas instalaciones deban ser autorizadas mediante un procedimiento administrativo de carácter reglado.

Respecto a la retribución económica de la actividad, *“se asienta en la organización de un mercado mayorista, y se abandona el principio de retribución a través de unos costes de inversión fijados administrativamente a través de un proceso de estandarización de las diferentes tecnologías de generación eléctrica.”* No obstante la liberalización de la actividad, la retribución de la generación también incluye una parte regulada: los pagos por capacidad, que en su vertiente de incentivo a la inversión van destinados a promover



la construcción y puesta en servicio de nuevas instalaciones de generación, facilitando a sus promotores la recuperación de los costes de inversión.

Así, la nueva capacidad queda sujeta a los planes de inversión de las empresas, que analizan la rentabilidad de las nuevas instalaciones en función del crecimiento de la demanda energética y de la previsión de ingresos según las condiciones del mercado y del suministro y los pagos regulados.

Por ello, la mejor estimación sobre la incorporación de nuevas centrales eléctricas, hay que buscarla en la información aportada por sus promotores, puesto que son éstos los que, en base a sus decisiones de inversión, conformarán el futuro parque español de producción de energía eléctrica.

De forma análoga, las decisiones de cierre están basadas en la libre decisión de cada agente generador, aunque estas actuaciones también están sometidas a la obtención de una autorización administrativa. En estas decisiones empresariales, aparte de la vida útil de las instalaciones, pueden tener una influencia significativa otros aspectos: la evolución de los precios del mercado, la retribución por capacidad o el tratamiento regulatorio de las restricciones técnicas o medioambientales.

El cálculo de la potencia instalada durante el periodo 2009 – 2013 se basa en diversa información remitida por los distintos agentes del sistema eléctrico: promotores de centrales de generación y operador del sistema. De esta forma, se han considerado dos escenarios, uno basado en la información suministrada a esta Comisión por las empresas promotoras de instalaciones de generación eléctrica, y otro que contempla las previsiones del operador del sistema.

Bajas previstas

De mantenerse la situación actual de reducción del crecimiento de la demanda y escasez de financiación, los agentes advierten que podrían alterar los planes de cierre y desmantelamiento de las centrales existentes, especialmente, de las más antiguas de fuel-gas y carbón, con costes variables más elevados, que podrían no obtener suficientes ingresos a través del mercado para justificar su disponibilidad. Por otra parte, los grupos acogidos a las 20.000 horas de funcionamiento de la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión tienen el compromiso de clausurar su actividad en 2015 pero, según se mantenga el marco regulatorio y, especialmente, los pagos por disponibilidad, su cierre podría ser inmediato o no tener lugar hasta el fin del periodo concedido por la citada Directiva.

En consecuencia, es difícil realizar una previsión precisa de los cierres que tendrán lugar en los próximos años, hasta 2013. El operador del sistema considera pocas bajas en su escenario de potencia, mientras que los agentes o bien se muestran reacios a aportar la información o indican cantidades globales sin asignarlas a un año concreto. En este último caso, para determinar la senda de bajas se ha distribuido la potencia homogéneamente en el periodo analizado.

No se consideran bajas de potencia hidráulica o nuclear.



Bajas (MW)	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL Período
Escenario promotores	-542	-1.674	-240	-240	0	-2.696
Escenario operador	0	0	0	0	-860	-860

Figura 4.2.2. Bajas estimadas de potencia instalada en el régimen ordinario para el período 2009 a 2013.
Fuente: Agentes generadores, REE y CNE.

Altas previstas

Las altas se deben esencialmente a la incorporación de nuevas centrales de ciclo combinado, aunque también se prevén incrementos de potencia hidráulica, principalmente en pequeñas centrales. Por otra parte, no se prevén apenas aumentos de potencia en las centrales de fuel/gas o de carbón, aunque en estas últimas seguirá existiendo un cambio progresivo de consumo de carbón nacional hacia carbón importado, como consecuencia del Plan de la Minería.

No obstante, esta situación podría verse modificada, debido al proyecto de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, entre cuyos objetivos cuenta con el de fomentar la utilización de fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, en particular del carbón, hasta un límite del 15% de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional.

Los dos escenarios que se incluyen en la siguiente tabla han sido elaborados con previsiones realizadas por los promotores de centrales de generación y el operador del sistema.

Altas (MW)	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL Período
Escenario promotores	540	1.630	1.347	13	2.535	6.064
Escenario operador	0	2.100	900	800	0	3.800

Figura 4.2.3 Altas estimadas de potencia instalada en el régimen ordinario para el período 2009 a 2013.
Fuente: Agentes generadores, REE y CNE.

Detalle de las altas previstas en instalaciones de generación en régimen ordinario

En las figuras 4.2.4 y 4.2.5 siguientes, se muestra una lista detallada de la nueva oferta de producción eléctrica en ciclo combinado e hidráulica, respectivamente, según la información recibida de los promotores para la elaboración de este informe marco. Además, en el caso de los ciclos combinados, se ha incluido la información sobre contratos de acceso al sistema gasista firmados, sobre la posesión de las autorizaciones administrativas necesarias para su construcción y sobre la posibilidad de utilización de combustible alternativo.

Se observa en la figura 4.2.4 que una gran cantidad de instalaciones cuya fecha de puesta en marcha se prevé dentro del periodo en estudio no presentan sin embargo una fecha concreta de alta. Esto no sucedía en años anteriores, más bien al contrario, los promotores solían ser optimistas en sus estimaciones y apuntaban fechas de puesta en marcha lo más cercanas posible al momento actual. Pero este último año (2008) la demanda eléctrica apenas ha crecido como consecuencia de la crisis económica que atraviesa el consumo; en 2009 se está produciendo un efecto aún mayor y la demanda



está registrando mes a mes reducciones respecto al año anterior; en 2010, según las previsiones del operador del sistema recogidas en el capítulo tercero de este informe, tampoco se espera una recuperación en este sentido sino apenas un ligero incremento del consumo. En estas condiciones, sin unos ingresos seguros aparte del mercado, los promotores encuentran dificultades para garantizar la rentabilidad de las nuevas instalaciones, así como para financiar su construcción. En consecuencia, los plazos de ejecución de determinados proyectos han quedado en un estado de suspenso, condicionados a la evolución que experimente el sector en los próximos años.

Central	Promotor	Potencia nominal (MW)	Operación comercial prevista por el promotor	Autorización administrativa	Contratos de acceso	Combustible alternativo (días/periodo)
Fecha de inicio de operación comercial durante 2009						
Málaga	Gas Natural	400	En fase de pruebas	Aprobada	Firmado	gasoil (20 días/año, 5 días continuo)
Escatrón	Global 3	100	jul-2009	Aprobada	Firmado	No
Fecha de inicio de operación comercial durante 2010						
Besós 5	Endesa	800	1T2010	Aprobada	No	No
Bahía de Algeciras 1	E.ON	405	31/07/2010	Aprobada	Firmado	gasoil (20 días/año, 5 días continuo)
Bahía de Algeciras 2	E.ON	405	31/07/2010	Aprobada	Firmado	gasoil (20 días/año, 5 días continuo)
Arrúbal 3	Gas Natural	100	2S2010	No	Firmado	gasoil (a determinar por DIA)
Barcelona	Gas Natural	800	2S2010	Aprobada	Firmado	gasoil (12 horas continuo, 20 días/año)
Fecha de inicio de operación comercial durante 2011						
Soto de Ribera 5	Hidrocantábrico	424	feb-2011	Aprobada	No	gasoil (20 días/año, 5 días continuo)
Fecha de inicio de operación comercial durante 2012						
Corvera	ESB	860	2012	No	No	No
Lantarón	Gas Natural	800	2S2012	No	Firmado	gasoil (a determinar por DIA)
Solvay	E.ON	400	15/12/2012	No	No	No
Fecha de inicio de operación comercial durante 2013						
Morata de Tajuña	Electrabel	1325	jul-2013	Aprobada	Firmado	No
Huelva	Energía y Gas de Huelva	1200	jul-2013	No	No	No
Valverde de Mérida	Mérida Power	1012	2013	No	No	No
Paracuellos	Gas Natural	800	2S2013	No	Firmado	gasoil (a determinar por DIA)
Fecha de inicio de operación sin determinar						
Aceca 5	Iberdrola	425	A partir del 2012	No	No	No
Alange	Iberdrola	850	A partir del 2012	No	No	No
Castejón 4	Iberdrola	425	A partir del	No	No	No

			2012			
Miranda de Ebro	Iberdrola	1100	A partir del 2013	No	No	No
Riba Roja de Ebro	Iberdrola	850	A partir del 2013	No	No	No
Puerto de Gijón	Pendiente de adjudicación entre Hidrocantábrico y Endesa	800	2013-2014	No	No	No
Villamanrique	Iberdrola	850	A partir del 2013	No	No	No
Compostilla 8	Endesa	400		No	No	No
La Zarza	EGL	400		No	No	gasóleo
Compostilla 6	Endesa	400		No	No	No
Compostilla 7	Endesa	400		No	No	No
Fayón	Endesa	800		No	No	No
La Pereda	Endesa	400		No	No	No
Trubia	Gas y Energía del Nalón	400		No	No	gasoil (20 días/año, 5 días continuo)
Escatrón	Endesa	800		No	No	No
Estremera 1	Endesa	400		No	No	No
Estremera 2	Endesa	400		No	No	No
Estremera 3	Endesa	400		No	No	No
Foix	Endesa	500		No	No	No
Gerona	Endesa	400		No	No	No
Ledesma	Endesa	800		No	No	No

Figura 4.2.4. Proyectos de construcción de nuevas centrales de ciclo combinado de producción de energía eléctrica.
Fuente: promotores y CNE.

Central	Promotor	Comunidad Autónoma	Potencia nominal (MW)	Tecnología	Operación comercial prevista por el promotor
Fecha de inicio de operación comercial durante 2009					
Ninguna					
Fecha de inicio de operación comercial durante 2010					
Ninguna					
Fecha de inicio de operación comercial durante 2011					
Ninguna					
Fecha de inicio de operación comercial durante 2012					
La Muela II	Iberdrola	Comunidad Valenciana	850	Bombeo mixto	A partir de 2012
San Esteban II	Iberdrola	Galicia	175	Bombeo puro	A partir de 2012
Fecha de inicio de operación comercial durante 2013					
Moralets	Endesa	Aragón	400	Bombeo puro	2013

Figura 4.2.5. Proyectos de construcción de nuevas centrales hidráulicas de producción de energía eléctrica (mayores de 10MW).
Fuente: promotores y CNE

Previsión de la potencia instalada en régimen ordinario

A continuación se incluye la senda de evolución del equipo generador en régimen ordinario, desagregada por tecnologías, en cada uno de los escenarios considerados: previsión de los promotores y del operador del sistema.

El escenario de los promotores que (figura 4.2.6) se ha calculado aplicando determinados criterios conservadores a los datos aportados por los agentes para las nuevas instalaciones indicados en el apartado anterior. Esto es:

- Se considera en general un retraso de un trimestre sobre la fecha de puesta en marcha de cada grupo prevista por su promotor (figura 4.2.4).
- Se consideran únicamente los ciclos combinados que cuentan con contrato de acceso a la red gasista y/o autorización administrativa (ver figura 4.2.4).
- En los casos en los que el promotor no indica fecha de puesta en marcha, se han considerado únicamente los ciclos que, contando con contrato de acceso a la red gasista y/o autorización administrativa, son considerados fiables por el operador del sistema. Se toman en cuenta a partir de la fecha en la que lo hace dicho operador.

Potencia Instalada (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Hidráulica	16.685	16.704	16.727	16.740	17.150
Nuclear	7.716	7.716	7.716	7.716	7.716
Carbón	11.359	11.359	11.359	11.359	11.359
Fuel/Gas	3.876	2.202	1.962	1.722	1.482
CCTG	22.187	23.797	25.121	25.121	27.246
Total potencia instalada	61.823	61.778	62.885	62.658	64.953

Figura 4.2.6. Previsión de potencia instalada de generación eléctrica en régimen ordinario a 31 de diciembre de cada año. Sistema peninsular. Escenario de los promotores modificado con las hipótesis arriba indicadas.

Fuente: promotores y CNE.

Potencia Instalada (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Hidráulica	16.657	16.657	16.657	16.657	16.657
Nuclear	7.716	7.716	7.716	7.716	7.716
Carbón	11.359	11.359	11.359	11.359	11.209
Fuel/Gas	4.418	4.418	4.418	4.418	3.708
CCTG	21.675	23.775	24.675	25.475	25.475
Total potencia instalada	61.825	63.925	64.825	65.625	64.765

Figura 4.2.7. Previsión de potencia instalada y operativa de generación eléctrica en régimen ordinario. Sistema peninsular. Escenario del operador.

Fuente: REE.

Las previsiones de potencia en ambos escenarios se han modificado respecto a las efectuadas en el Informe Marco precedente. Esto se debe fundamentalmente a cambios en las decisiones de los agentes o en los trámites de construcción y puesta en marcha de las instalaciones, así como en las decisiones de cierre de algunos grupos por parte de los propietarios. En concreto, este año, con una mayor incertidumbre en la puesta en marcha de nuevas instalaciones y una mayor previsión de cierres, la potencia instalada prevista resulta a 31 de diciembre de 2012, casi 1000 MW inferior en el escenario del operador del



sistema y más de 3000 MW inferior en el de los promotores, respecto a la previsión del Informe Marco precedente.

En la figura 4.2.8 siguiente se recoge la distribución por comunidades autónomas del total de grupos de ciclo combinado equivalentes de 400 MW instalados según el escenario de los promotores. El número de unidades equivalentes de 400 MW pueden variar de un año a otro no sólo por la puesta en marcha de nuevos ciclos combinados sino también por los incrementos de potencia en las instalaciones existentes.

Nº Ciclos con contrato y/o Autorización Administrativa	2009	2010	2011	2012	2013
Andalucía	13	15	15	15	15
Aragón	5	5	5	5	5
Asturias	1	1	2	2	2
Cantabria	0	0	0	0	0
Castilla y León	0	0	0	0	0
Castilla-La Mancha	2	2	2	2	2
Cataluña	6	8	10	10	10
Comunidad Valenciana	7	7	7	7	7
Extremadura	0	0	0	0	0
Galicia	3	3	3	3	3
La Rioja	2	2	2	2	2
Madrid	0	0	0	0	3
Murcia	8	8	8	8	8
Navarra	3	3	3	3	3
País Vasco	5	5	5	5	5
TOTAL	55	60	63	63	68

Figura 4.2.8. Escenario de implantación de ciclos combinados (nº de grupos equivalentes de 400 MW) por comunidades autónomas según el escenario de los promotores modificado con los criterios de la CNE arriba indicados.

Fuente: promotores y CNE

4.2.2 Régimen especial en el sistema peninsular

La actividad de producción de energía eléctrica tiene la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW:

- a) Instalaciones que utilizan la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.
- b) Cuando se utiliza como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
- c) Cuando se utilizan como energía primaria residuos no renovables.

Bajas previstas

Al igual que en el Informe Marco precedente, en el horizonte temporal 2009-2013 no se ha considerado ninguna baja en este tipo de instalaciones, ya que la experiencia ha demostrado que esta situación se da en escasas ocasiones.

Altas previstas

Hay que tener en cuenta que la Ley del Sector Eléctrico establece el objetivo de que las energías renovables alcancen el 12% de la demanda de energía primaria en el año 2010. En respuesta a este compromiso, en 1999 el Gobierno aprobó el Plan de Fomento de Energías Renovables, en el que se fijaron los diferentes objetivos de potencia instalada a conseguir en 2010, para cada una de las tecnologías energéticas consideradas como renovables y para los residuos sólidos urbanos. Este valor del 12% supondría que un 29,4% de la demanda eléctrica total, estaría abastecida por energías renovables en el año 2010, considerando un crecimiento de la demanda moderado, por la implementación de un plan de ahorro de energía y de eficiencia energética.

Para realizar la previsión de potencia instalada de régimen especial se han considerado las previsiones realizadas en el documento de “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las Redes de Transporte”, la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2005-2010, la Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 y su Plan de Acción 2008-2012 y, finalmente, el ritmo de crecimiento experimentado por este régimen en los últimos años según los datos obtenidos por esta Comisión.

Asimismo, se ha tenido en cuenta la entrada en vigor del nuevo Real Decreto sobre energía fotovoltaica para instalaciones que obtengan su inscripción definitiva en el registro administrativo correspondiente, con posterioridad al 29 de septiembre de 2008.

A continuación, se muestran las previsiones de potencia instalada y energía vertida por el régimen especial peninsular estimadas para el período 2009 – 2013, teniendo en cuenta todas las previsiones anteriormente mencionadas.

Potencia Instalada (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Cogeneración	6.400	6.700	7.000	7.400	7.800
Solar Fotovoltaica	3.900	4.360	4.760	5.160	5.560
Solar Termoeléctrica	230	500	1.000	1.500	2.000
Eólica	17.000	18.500	20.000	21.500	22.000
Hidraulica	2.080	2.160	2.240	2.282	2.324
Biomasa y Biogás	664	800	1.000	1.100	1.200
Residuos	610	660	710	760	810
Tratamiento de Residuos	600	600	600	600	600
Total	31.484	34.280	37.310	40.302	42.294

Figura 4.2.9. Previsiones de evolución de potencia del régimen especial en la Península por tecnologías.
Fuente: CNE, Documento de Planificación y Plan de Energías Renovables.

Nota. Se incluye la potencia correspondiente a las instalaciones de más de 50 MW a las que hace referencia el artículo 45 y la Disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007

Energía vertida (GWh)	2009	2010	2011	2012	2013
Cogeneración	21.440	22.445	23.450	24.790	26.130
Solar Fotovoltaica	4.290	4.796	6.188	7.224	8.340
Solar Termoeléctrica	217	475	960	1.500	3.000
Eólica	33.490	36.445	39.400	42.355	43.340
Hidraulica	4.909	5.098	5.286	5.386	5.485
Biomasa y biogas	2.834	3.415	4.268	4.695	5.122
Residuos	2.939	3.180	3.421	3.662	3.903
Tratamiento de Residuos	3.306	3.306	3.306	3.306	3.306
Total	73.426	79.159	86.280	92.918	98.626

Figura 4.2.10. Previsiones de evolución de ventas de energía del régimen especial en la Península por tecnologías.

Fuente: CNE, Documento de Planificación y Plan de Energías Renovables.

Nota. Se incluye la energía correspondiente a las instalaciones de más de 50 MW a las que hace referencia el artículo 45 y la Disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007

Estas previsiones estiman que para el horizonte temporal 2009 – 2013 se instalarán en la Península más de 13.000 MW en régimen especial, adicionales a los instalados hasta diciembre de 2008. De este incremento, más de 6.000 MW, es decir, casi el 46% corresponderá a potencia eólica, y más de 4.000 MW, que supondrían más de un 31% de este crecimiento esperado, corresponderían a energía solar (considerando en conjunto fotovoltaica y termoeléctrica).

La figura 4.2.11 muestra la evolución que ha experimentado la potencia instalada del régimen especial peninsular y la considerada hasta el año 2013 según el Documento de Planificación para 2008-2016 elaborado por la Secretaría General de la Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el Plan de Energías Renovables y los datos actualizados en la CNE, así como las previsiones realizadas para el Informe Marco de años anteriores.

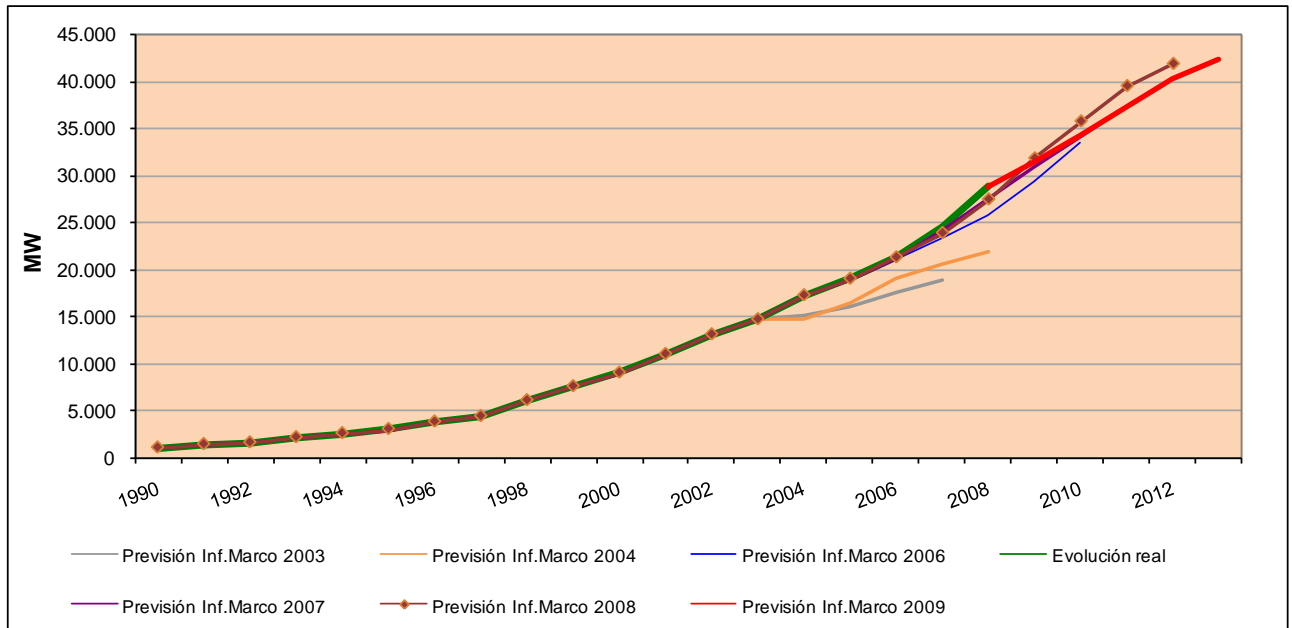


Figura 4.2.11. Evolución real y prevista de la potencia instalada del régimen especial del sistema peninsular.
Fuente: CNE, Documento de Planificación y Plan de Energías Renovables.

Respecto a la distribución por tecnologías, dentro de la evolución prevista para el régimen especial, se puede decir que el crecimiento de potencia total se encuentra dentro de los rangos experimentados en los años anteriores, aunque bajo un criterio de prudencia considerando la actual coyuntura económica. Cabe destacar la energía solar termoeléctrica y fotovoltaica, tecnología con un importante crecimiento porcentual esperado en potencia instalada, dentro del horizonte temporal considerado, así como el constante e importante incremento esperado en la producción mediante la energía eólica. Con un menor ritmo de crecimiento se sitúan las previsiones respecto a la cogeneración, con una recuperación respecto a periodos anteriores. Por último, cabe mencionar las buenas expectativas en cuanto al incremento previsto respecto a la producción en régimen especial mediante biomasa y biogás.

La figura 4.2.12 muestra la evolución prevista de potencia en régimen especial en la península, separado por tecnologías.

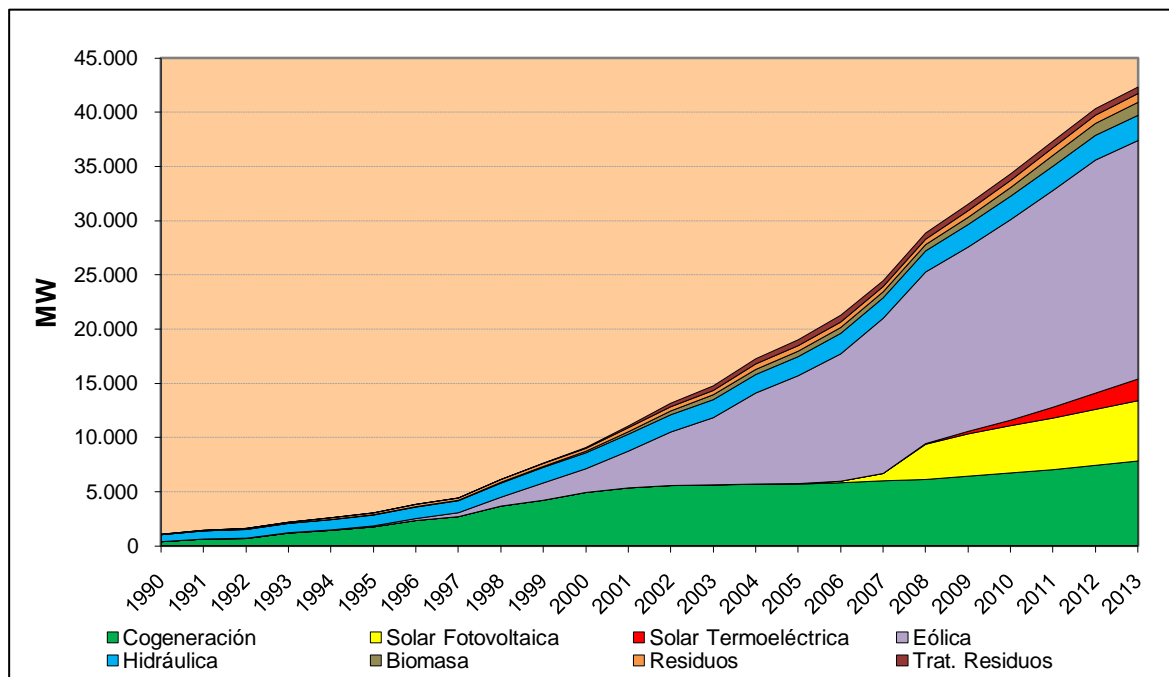


Figura 4.2.12. Evolución real y prevista de la potencia del régimen especial del sistema peninsular.
Fuente: CNE, Plan de Energías Renovables 2005-2010, Documento de Planificación de los Sectores 2008-2016.

Respecto al volumen de energía vertida por el régimen especial peninsular, teniendo en cuenta los objetivos y la previsión de demanda en el escenario central, establecido en el apartado 3.2 de este mismo Informe, el régimen especial representará en el año 2013, según las previsiones efectuadas, algo más de un 36% de la demanda frente al casi 26% que ha representado en el 2008.

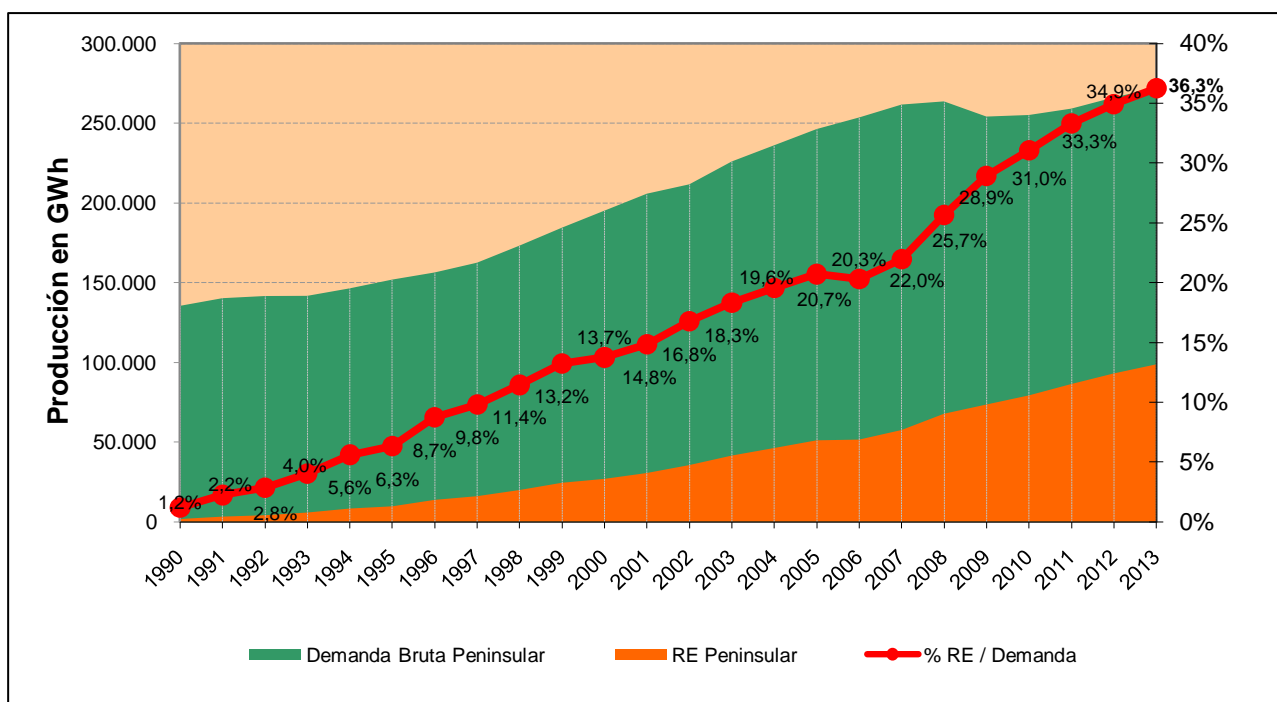


Figura 4.2.13. Evolución real y prevista de la producción del régimen especial del sistema peninsular.
Fuente: CNE, REE y Documento de Planificación.

4.2.3 Régimen ordinario en los sistemas extrapeninsulares

En este apartado se muestran las previsiones, tanto de los incrementos y decrementos de potencia, como de potencia total instalada de régimen ordinario en los sistemas extrapeninsulares, para cada uno de los años del periodo analizado.

Se han considerado dos escenarios, al igual que en el Informe Marco precedente, respondiendo el primero de ellos a las previsiones de variación de potencia instalada remitidas por el agente generador y estando basado el segundo escenario en la previsión de cobertura de la demanda del operador del sistema.

Ambos escenarios parten de la potencia instalada en diciembre de 2008, de acuerdo con la información proporcionada por el agente generador, añadiendo los incrementos o decrementos de potencia estimados.

Islas Baleares

Según el escenario aportado por el agente generador, se ha supuesto la entrada en servicio de cuatro nuevas interconexiones: Península-Mallorca (400 MW), Mallorca-Menorca (100 MW), Mallorca-Ibiza (100 MW) e Ibiza-Formentera (50 MW) antes de la punta del año 2011, infraestructuras incluidas el Documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016.

Por otra parte, el acceso al gas natural en estos sistemas se cubriría a través de la conexión por gasoducto entre la Península y las islas de Ibiza y Mallorca, cuya entrada en servicio está prevista para el último semestre de 2009. Además, en 2012 está previsto otro gasoducto Mallorca-Menorca que permitirá abastecer de este combustible a la central de Mahón.

Las ventajas de la integración de la conexión eléctrica con la producción de electricidad basada en gas natural, se refieren a la optimización de la capacidad de generación en las islas, a la mayor utilización de la generación peninsular y a la posible introducción de la competencia de generación en las islas. Otra ventaja adicional de la interconexión sería el incremento de la fiabilidad del sistema balear.

Se muestran, en la siguiente figura, las modificaciones de potencia previstas, en régimen ordinario, basadas tanto en la información suministrada por el agente generador, como en la información del operador del sistema.

Escenario del agente generador:

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2009(*)	2010(*)	2011	2012	2013
Mallorca-Menorca	200	75	0	0	0
Ibiza-Formentera	17	0	33	0	0
Total Baleares	217	75	33	0	0

Figura 4.2.14. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Baleares

(*)En Ibiza se contempla además la posibilidad del alquiler temporal de unos grupos electrógenos de apoyo alquilados por ENDESA durante un periodo aproximado desde el 15 de junio al 15 de septiembre, con una potencia nominal bruta aproximada de 8 MW.

Fuente: Endesa y CNE.

Potencia acumulada (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Mallorca-Menorca	1.854	1.929	1.929	1.929	1.929
Ibiza-Formentera	322	322	355	355	355
Total Baleares	2.176	2.251	2.284	2.284	2.284

Figura 4.2.15. Previsiones de potencia en Baleares
Fuente: Endesa y CNE.

Escenario del Operador del Sistema:

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Mallorca-Menorca	65	80	0	0	0
Ibiza-Formentera	-11	37	45	0	0
Total Baleares	54	117	45	0	0

Figura 4.2.16. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Baleares
Fuente: REE.

Potencia acumulada (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Mallorca-Menorca	1.719	1.799	1.799	1.799	1.799
Ibiza-Formentera	294	331	376	376	376
Total Baleares	2.013	2.130	2.175	2.175	2.175

Figura 4.2.17. Previsiones de potencia en Baleares
Fuente: REE.

Islas Canarias

Se ha supuesto la entrada en servicio de todos los refuerzos de la red de transporte contemplados en el documento de mayo de 2008 de la Planificación de los Sectores de la Electricidad y el Gas 2008-2016 elaborado por la Subdirección de Planificación Energética de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Las figuras siguientes muestran, para los dos escenarios considerados, tanto las variaciones de potencia previstas, como la potencia acumulada resultante de dicha estimación.

Escenario del agente generador:

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Gran Canaria-Tenerife	0	110	75	-5	42
La Palma-Lanzarote-Fuerteventura	0	18	0	18	18
Hierro-La Gomera	0	6	2	0	0
Total Canarias	0	134	77	13	60

Figura 4.2.18. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Canarias
Fuente: Endesa y CNE.

Potencia acumulada (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Gran Canaria-Tenerife	2.028	2.138	2.213	2.208	2.250
La Palma-Lanzarote-Fuerteventura	520	538	538	556	574
Hierro-La Gomera	36	41	43	43	43
Total Canarias	2.583	2.717	2.794	2.807	2.867

Figura 4.2.19. Previsiones de potencia en Canarias
Fuente: Endesa y CNE.

Escenario del Operador del Sistema:

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Gran Canaria-Tenerife	140	34	-15	0	70
La Palma-Lanzarote-Fuerteventura	17	25	22	44	0
Hierro-La Gomera	5	0	0	4	5
Total Canarias	162	59	7	48	75

Figura 4.2.20. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Canarias
Fuente: REE

Potencia acumulada (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Gran Canaria-Tenerife	1.909	1.943	1.928	1.928	1.998
La Palma-Lanzarote-Fuerteventura	441	466	489	533	533
Hierro-La Gomera	36	36	36	40	45
Total Canarias	2.386	2.445	2.453	2.501	2.576

Figura 4.2.21. Previsiones de potencia en Canarias
Fuente: REE.

Ceuta y Melilla

Al igual que en los sistemas extrapeninsulares anteriormente analizados, se muestran las previsiones de los incrementos y decrementos de potencia, y de la potencia total instalada en régimen ordinario en ambos escenarios.

Escenario del agente generador:

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Ceuta	14	12	0	0	0
Melilla	0	0	0	0	0
Total Ceuta y Melilla	14	12	0	0	0

Figura 4.2.22. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Ceuta y Melilla
Fuente: Endesa y CNE.

Potencia acumulada (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Ceuta	85	97	97	97	97
Melilla	85	85	85	85	85
Total Ceuta y Melilla	170	182	182	182	182

Figura 4.2.23. Previsiones de potencia en Ceuta y Melilla
Fuente: Endesa y CNE.

Escenario del Operador del Sistema:

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Ceuta	0	8	8	0	0
Melilla	-1	0	0	0	8
Total Ceuta y Melilla	-1	8	8	0	8

Figura 4.2.24. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Ceuta y Melilla
Fuente: REE.

Potencia acumulada (MW)	2009	2010	2011	2012	2013
Ceuta	66	74	82	82	82
Melilla	76	76	76	76	84
Total Ceuta y Melilla	142	150	158	158	166

Figura 4.2.25. Previsiones de potencia en Ceuta y Melilla
Fuente: REE

4.2.4 Régimen especial en los sistemas extrapeninsulares

En cuanto a los sistemas extrapeninsulares, el “Plan de Energías Renovables 2005-2010” establece objetivos de potencia en energía Eólica para Baleares, pasando a 50 MW instalados en el año 2010.

Asimismo, para Canarias se prevé un crecimiento hasta 630 MW instalados en 2010. Por otra parte, el Plan Energético de Canarias (PECAN 2002) amplía este objetivo a 800 MW, como valor de potencia eólica instalada a alcanzar para el año 2011.

En energía hidráulica sólo se contempla un leve crecimiento. No hay previsto en el Plan ningún incremento para energía solar termoeléctrica. El contemplado en la figura 4.2.26 es en exclusiva para la energía solar fotovoltaica.

En la figura 4.2.26 se muestran las previsiones de potencia instalada para los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, separadas por las distintas tecnologías.

Previsión de potencia en Régimen Especial		2009	2010	2011	2012	2013
Potencia bruta total (MW)						
Baleares	Cogeneración	9	10	11	12	13
	Solar	62	70	72	75	80
	Eólica	25	30	45	55	65
	BioGas	5	7	10	12	14
	Residuos	37	38	39	40	41
Total Baleares		138	155	177	194	213
Canarias	Cogeneración	44	50	52	54	56
	Solar	100	110	120	130	140
	Eólica	250	450	600	700	850
	Hidráulica	4	5	6	7	8
	BioGas	5	7	8	10	11
	Residuos	42	43	44	45	46
Total Canarias		445	665	830	946	1.111
	Solar	1	1	2	2	3
	Residuos	4	4	4	5	5
Total Ceuta y Melilla		5	5	6	7	8
Total		588	825	1.013	1.147	1.332

Figura 4.2.26. Previsión de potencia en régimen especial.

Fuente: CNE, Plan de Energías Renovables, Planificación de los Sectores 2008-2016, PECAN 2002.



ÍNDICE

5 LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL Y DE ENERGÍA ELÉCTRICA SIN CONSIDERAR RESTRICCIONES DE RED	115
5.1 La cobertura de la demanda de gas natural.....	115
5.1.1 Balance oferta-demanda de gas	115
5.1.2 Diversificación de la oferta de gas	116
5.1.3 Cobertura de la demanda del sistema gasista español.....	117
5.1.3.1 Cobertura de la demanda diaria punta - Índice de cobertura de puntas.	117
5.1.3.2 Necesidades de almacenamientos para cumplir las obligaciones de existencias mínimas de seguridad.....	118
5.1.3.3 Necesidades de almacenamientos para atender la demanda frente a posibles contingencias en la oferta externa de gas al sistema gasista español. ..	121
5.1.3.4 Necesidad de almacenamiento operativo de GNL para disponer de autonomía en las plantas.....	124
5.2 La cobertura de la demanda de energía eléctrica	125
5.2.1 Balance oferta-demanda eléctrica peninsular	125
5.2.2 Cobertura de la demanda en el sistema eléctrico peninsular.....	129
5.2.3 Cobertura de la demanda en los sistemas extrapeninsulares.....	134

5 LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL Y DE ENERGÍA ELÉCTRICA SIN CONSIDERAR RESTRICCIONES DE RED

5.1 La cobertura de la demanda de gas natural

A partir de los escenarios de previsión de la demanda y de la oferta de gas descritos en apartados anteriores, a continuación se analizan, para el periodo 2009-2013, los balances de oferta – demanda de gas natural de cada año, para determinar el grado de cobertura previsto, sin tener en cuenta posibles restricciones derivadas de la infraestructura gasista.

El primer apartado muestra los balances de oferta – demanda de gas en cada escenario, mientras que en los siguientes se analizan los diversos aspectos y criterios sobre la seguridad en la cobertura de la demanda de gas natural, en particular, la cobertura de la demanda diaria punta, las necesidades de almacenamiento para atender la demanda frente a posibles contingencias en la oferta externa de gas al sistema gasista español, y el grado de diversificación de la oferta.

En los capítulos posteriores de este informe se compararán las necesidades de almacenamiento en función de la demanda prevista, con la capacidad prevista de las infraestructuras del sistema gasista español.

5.1.1 Balance oferta-demanda de gas

La figura 5.1.1 muestra los escenarios de previsión de la demanda y de la oferta anual de gas desarrollados en los capítulos anteriores y los consiguientes balances de oferta-demanda para cada escenario.

	2009	2010	2011	2012	2013
Demanda (GWh)					
Escenario Superior	416.969	436.375	459.253	481.613	512.394
Escenario Central	402.085	404.420	414.451	437.205	457.905
Oferta (GWh)	476.346	577.259	593.086	609.398	626.155
Balance oferta-demanda					
Escenario Superior	59.377	140.884	133.833	127.785	113.761
Escenario Central	74.261	172.839	178.635	172.193	168.250

Figura 5.1.1. Balance de oferta-demanda de gas natural. Fuente: CNE

En relación con el escenario de demanda central, se observa que la previsión de la oferta supera ampliamente la demanda en todos los años del horizonte temporal 2009 – 2013, cubriendo entre un 118% y un 143% de la demanda.

En el escenario de demanda superior, la cobertura referida anteriormente también tiene lugar en todos los años, ya que la oferta programada por los agentes comercializadores supera la demanda entre un 14% y un 32%.



Por tanto, de acuerdo con los datos facilitados por los comercializadores sobre sus programaciones de suministros, y teniendo en cuenta las previsiones de demanda expuestas, tanto en el escenario central como en el escenario superior, la cobertura sería muy buena para todos los años del horizonte temporal 2009 – 2013.

5.1.2 Diversificación de la oferta de gas

Como se ha comentado anteriormente, en el capítulo 4, la oferta de gas natural en España se basa en importaciones procedentes de diversos orígenes, siendo mínima la participación del gas nacional, dada la escasez de reservas nacionales. El alto grado de dependencia de las importaciones de gas obliga a diversificar la procedencia de los aprovisionamientos con el objeto de garantizar el suministro al sistema español.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por la Ley 12/2007, establece que los comercializadores de gas natural deberán diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 60 %.

Con la entrada en operación de nuevas plantas de regasificación y de nuevos agentes en el mercado, el objetivo de diversificación de suministros previsto inicialmente en la Ley 34/1998, se ha venido cumpliendo con holgura en los últimos años. Por ello, a través del Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos se redujo dicho objetivo hasta el 50 %.

Partiendo de la información analizada en el capítulo 4 sobre el origen de los aprovisionamientos, para realizar los análisis de los siguientes apartados se ha procedido a repartir los suministros de GNL con origen no especificado entre los países proveedores de GNL a España de manera proporcional a las cantidades declaradas.

El principal país proveedor es Argelia y, según las previsiones para el período 2009-2013, con la entrada en funcionamiento del gasoducto Medgaz prevista para 2010, que aumentará los aprovisionamientos con origen en este país, continuará siendo el principal país proveedor, llegando a aprovisionar un 45 % del mercado español, por debajo del actual límite establecido reglamentariamente del 50%. Se aprecian, no obstante, tendencias opuestas para el gas por gasoducto y para el GNL, ya que aumenta el aprovisionamiento de gas argelino por gasoducto, por la entrada del Medgaz, mientras que disminuye el peso del aprovisionamiento de gas argelino por GNL.

Los porcentajes de aprovisionamientos de GNL procedentes de Nigeria, Omán y Trinidad & Tobago se mantienen aproximadamente constantes en el horizonte 2009-2013. Se aprecia un ligero aumento en el porcentaje de GNL proveniente de Egipto.

Países de origen de los aprovisionamientos previstos	2009	2010	2011	2012	2013
Argelia	39%	43%	45%	45%	45%
Argelia (GN)	19%	31%	32%	33%	33%
Argelia (GNL)	20%	12%	12%	12%	12%
Noruega	11%	9%	8%	8%	8%
Noruega (GN)	5%	4%	3%	3%	3%
Noruega (GNL)	6%	5%	5%	5%	5%
Francia	0%	0%	0%	0%	0%
Egipto	5%	4%	5%	6%	6%
Libia	2%	1%	1%	1%	0%
Nigeria	14%	18%	16%	16%	16%
Omán	15%	15%	14%	14%	14%
Qatar	2%	0%	0%	0%	0%
Trinidad & Tobago	12%	10%	10%	10%	12%

Figura 5.1.2. Diversificación de abastecimientos previstos. Fuente: Empresas transportistas, comercializadores, productores y CNE.

Además, en el periodo 2009-2013, varios países pondrán en servicio plantas de licuación de GNL, por lo que también podrían recibirse cargamentos de Angola, Guinea Ecuatorial y Yemen, aunque actualmente los comercializadores que operan en España no tienen previsto importar gas desde estos países hacia el mercado español.

5.1.3 Cobertura de la demanda del sistema gasista español

Los criterios para la seguridad en la cobertura de la demanda de gas se examinan en tres grupos: las necesidades para la cobertura de la demanda diaria punta, las necesidades de almacenamiento para cumplir con las obligaciones de existencias mínimas de seguridad y las necesidades para hacer frente a contingencias en la oferta exterior de gas.

5.1.3.1 Cobertura de la demanda diaria punta - Índice de cobertura de puntas

La Comisión Europea recomienda que se tome como política de seguridad de suministro la cobertura de una demanda punta en temperaturas extremadamente bajas, que estadísticamente tengan lugar cada veinte años y/o un invierno frío que estadísticamente tenga lugar cada cincuenta años.

La probabilidad de que se produzca una situación de demanda punta extrema, así como la indisponibilidad de alguna de las infraestructuras gasistas (que se soluciona con capacidad de transporte y de emisión excedentaria) y/o interrupción temporal de alguna de las principales fuentes de importación de gas (corregida utilizando las reservas estratégicas de los almacenamientos subterráneos y de GNL), permite calcular las consecuencias del fallo de suministro y las necesidades de disponibilidad de infraestructuras.



Éstas son las variables que se recogen en el índice de cobertura, el cual relaciona el valor de la demanda diaria punta con la capacidad total de emisión diaria del sistema (plantas de regasificación, conexiones internacionales y almacenamientos subterráneos) descontando el fallo fortuito de alguna de las instalaciones.

En el análisis que nos ocupa, se considera una capacidad del 10% sobre la demanda punta un valor aceptable del citado índice de cobertura, en línea con los criterios de diseño de la red básica señalados en la Planificación. A partir de este valor, en la figura 5.1.3, se indican las necesidades teóricas de capacidad diaria de emisión del sistema gasista para dar cobertura suficiente a las previsiones de demanda punta en los diferentes escenarios de demanda considerados.

	2009	2010	2011	2012	2013
Demanda Punta del Sistema (GWh/día)					
Escenario Superior	2.029	2.195	2.238	2.342	2.479
Escenario Central	1.980	2.092	2.129	2.252	2.331
Capacidad Necesaria. Índice de cobertura=1,1 (GWh/día)					
Escenario Superior	2.232	2.415	2.462	2.576	2.727
Escenario Central	2.178	2.301	2.342	2.477	2.564

Figura 5.1.3. Capacidad de emisión teórica del sistema para cumplir un índice de cobertura del 1,1.
Fuente: CNE

5.1.3.2 Necesidades de almacenamientos para cumplir las obligaciones de existencias mínimas de seguridad

El artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos venía estableciendo que los transportistas y comercializadores que incorporen gas al sistema debían mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a treinta y cinco días de sus ventas firmes. No obstante, la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley del Sector de Hidrocarburos, modifica dicho artículo, limitando la responsabilidad de mantener existencias mínimas de seguridad a los agentes comercializadores y consumidores directos en mercado, y eliminando la especificación concreta del número de días que deben soportar éstas, valor que se determinará en la normativa de desarrollo de la Ley.

Por su parte, el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula 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, fija en 20 días de sus ventas o consumos de carácter firme la obligación de mantenimiento de existencias mínimas que deberán mantener los sujetos que intervienen en el sector del gas natural, y establece las condiciones en las que han de mantenerse los 20 días de existencias:

1. 10 días de sus ventas firmes en el año natural anterior, en todo momento, en concepto de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico. Dichas existencias se mantendrán en almacenamientos subterráneos de la red básica, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón de los almacenamientos subterráneos extraíble por medios mecánicos.
2. Unas existencias de carácter operativo equivalentes a 10 días de sus ventas firmes en el año natural anterior, que se computarán del siguiente modo:
 - a) 2 días de sus ventas firmes en el año anterior, que se acreditarán como media de los valores diarios en todos y cada uno de los meses del periodo comprendido entre el día 1 de abril del año n y el 31 de marzo del año n+1.

Dichas existencias se podrán mantener en plantas de regasificación o en almacenamientos subterráneos excluyendo el gas colchón, o en plantas satélites.

- b) 8 días de sus ventas firmes durante el año n-1, como media durante el mes de octubre del año n, que se acreditarán como media de los valores diarios de cada uno de los días del mes de octubre. Dichas existencias se mantendrán en cualquier tipo de almacenamiento subterráneo o en instalaciones de almacenamiento que no pertenezcan a la red básica de gas natural.

Dado que en algún momento del año, ha de disponerse de 20 días de existencias mínimas de seguridad, en este Informe Marco se ha realizado el análisis en base a los 20 días establecidos.

Además, como criterio adicional (no incluido en las obligaciones del Real Decreto sobre existencias mínimas), se ha considerado la necesidad de disponer de almacenamiento adicional equivalente a 30 días de las ventas a consumidores conectados a gasoductos de presión de diseño inferior a 4 bares (Grupo 3), por ser este tipo de consumidor el que necesita una mayor flexibilidad en la modulación en periodos de invierno/verano. Este almacenamiento adicional permite hacer frente a eventuales “olas de frío”.

Teniendo en cuenta estos criterios, las necesidades de almacenamiento se resumen en la siguiente tabla:

Necesidades de almacenamiento (Nº de días equivalentes)	Carácter de las existencias	Criterio de cálculo de las necesidades de almacenamiento subterráneo
10 días	Estratégicas (según RD 1766/2007)	Ventas firmes en el año anterior
10 días (2 todo el año y 10 en octubre)	Operativas (según RD 1766/2007)	Ventas firmes en el año anterior
30 días	Modulación (para cubrir olas de frío)	Ventas totales a consumidores del Grupo 3

Figura 5.1.4: Necesidades de almacenamiento para atender a las obligaciones de existencias de seguridad y olas de frío. Fuente: CNE

Según se indicó en el apartado 2.1.1.3, además de los almacenamientos, una de las herramientas de flexibilidad que dispone el sector gasista es la gestión de la demanda, a través de los acuerdos de interrumpibilidad con los clientes, a cambio de un menor precio o peaje. Los consumos acogidos a la interrumpibilidad tienen, como ventaja adicional, que se les exime del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

	Consumo anual GWh /año	Máximo consumo diario
Consumo firme	386.634	Sin datos
Consumo a peaje interrumpible	27.801	150 GWh/ día
Interrumpibilidad comercial	34.954	Sin datos
Total	449.389	1.789 GWh/día

Figura 5.1.5: Volumen de consumo firme, consumo a peaje interrumpible y consumo con interrumpibilidad comercial en el año 2008. Fuente: CNE

Para evaluar la demanda interrumpible en el periodo 2009 – 2013, se ha desarrollado un modelo de previsión de demanda propio que pondera, de manera diferenciada, la evolución del grado de interrumpibilidad de cada tipo de demanda: la demanda convencional, la demanda de centrales térmicas y la demanda de ciclos combinados.

En la figura 5.1.6 se indican, para cada año y para el escenario de demanda central, las necesidades de almacenamiento de gas para cumplir los veinte días de existencias mínimas de gas natural, así como para mantener la posibilidad de asignación de 30 días de existencias de modulación para los consumidores del Grupo 3.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Demanda total (escenario central)	449.389	402.085	404.420	414.451	437.205	457.905
Demanda Firme (GWh)	386.634	350.099	352.946	362.260	382.499	401.394
Demanda interrumpible (GWh)	62.755	51.986	51.474	52.191	54.706	56.511
Demanda Grupo 3 (GWh)	63.171	63.498	65.056	68.578	70.781	73.207
Existencias de Seguridad. (GWh)						
Existencias estratégicas		10.593	9.592	9.670	9.898	10.479
Existencias operativas		10.593	9.592	9.670	9.898	10.479
Existencias modulación		5.192	5.219	5.347	5.621	5.818
Total necesidades almacenamiento		26.378	24.403	24.687	25.417	26.776

Figura 5.1.6: Estimación de las necesidades de capacidad de almacenamiento estratégico, operativo y de modulación en función de la demanda firme prevista para el periodo 2008 - 2013. Fuente: CNE

Las necesidades de almacenamiento de cada año se calculan a partir de las estimaciones de la demanda del año anterior. Por esta razón, la disminución de la demanda de gas en el año 2009 se refleja en una menor necesidad de almacenamiento en el año 2010.



Como conclusión de este análisis, con estos escenarios de demanda para el período 2008-2013, que prevén la recuperación de la demanda en el año 2013, con un mayor peso del sector doméstico, las necesidades de almacenamiento no se incrementan hasta el año 2014.

5.1.3.3 Necesidades de almacenamientos para atender la demanda frente a posibles contingencias en la oferta externa de gas al sistema gasista español.

Dada la dependencia externa de España, donde el 100% de los aprovisionamientos de gas viene del exterior, resulta necesario contar con un sistema que disponga de una capacidad de almacenamiento tal que permita atender la demanda frente a posibles contingencias en la oferta externa de gas al sistema español, evitando situaciones de desabastecimiento.

Para hacer frente a una suspensión temporal del suministro externo a España, además de constituir reservas estratégicas, es necesario que exista una capacidad suficiente de extracción en los almacenamientos y de transporte en los gasoductos de conexión con los mismos, o alternativamente, disponer de capacidad de regasificación de GNL excedentaria, de manera que permita que las reservas en almacenamientos subterráneos o tanques de GNL sean operativas y puedan alcanzar los puntos de consumo.

Cabe señalar como medida adicional la posibilidad de acudir a los mecanismos de flexibilidad por el lado de la demanda de gas, esto es, la gestión de la demanda de gas interrumpible (estimada puede ser en torno a un 10% de la demanda total), para hacer frente a estas contingencias externas.

▪ Suspensión temporal del suministro del mayor proveedor de gas natural a España

Este escenario considera una paralización total de la producción de gas en el país argelino, lo que provocaría la suspensión de todos sus suministros a Europa, tanto por gasoducto como por barco, pero se mantendrían operativas las plantas de regasificación españolas para la recepción de GNL de otros países.

Para hacer frente a este escenario, se considera que la pérdida de suministros desde Argelia (pérdida de entre el 39 y el 45% en los aprovisionamientos a España) debe sustituirse, en parte, a través de la extracción de los almacenamientos subterráneos, y en parte a través de un aumento de la emisión de las plantas de GNL, utilizando la capacidad de regasificación excedentaria existente.

En la figura 5.1.7 se estima la capacidad de emisión diaria mínima excedentaria que debería tener el sistema gasista para hacer frente a una suspensión temporal del suministro del mayor proveedor de gas natural, que en el horizonte temporal previsto es Argelia.

	2009	2010	2011	2012	2013
Fallo de suministro ⁽¹⁾ (Gwh)	185.163	246.955	264.847	274.221	282.045
Porcentaje sobre el suministro total	39%	43%	45%	45%	45%
Capacidad Mínima diaria a cubrir (GWh/día)	507	677	726	749	773
Capacidad de Emisión Diaria Mínima de Almacén. (GWh/día) (33% del fallo)	167	223	239	247	255
Capacidad excedentaria mínima de las plantas de GNL (67 % del fallo)	340	453	486	502	518

(1) El fallo de suministro hace referencia a la cantidad de gas que habría que aportar para hacer frente a una hipotética suspensión del suministro del mayor proveedor de gas natural.

Figura 5.1.7. Estimación de la capacidad de emisión diaria mínima necesaria para hacer frente a una interrupción temporal del suministro del mayor proveedor. Fuente: CNE

▪ Suspensión temporal del suministro de gas natural a través del Magreb

Este escenario considera una suspensión del suministro de gas a través del gasoducto del Magreb, pero se mantendrían operativas el resto de las entradas de gas al sistema.

Para hacer frente a este escenario, se considera que la pérdida de suministros de Argelia a través del gasoducto del Magreb debe sustituirse, a partes iguales, a través de la extracción de los almacenamientos subterráneos y a través de un aumento de la emisión de las plantas de GNL, utilizando la capacidad de regasificación excedentaria existente.

En la figura 5.1.8 se estima la capacidad de emisión mínima diaria excedentaria que debería tener el sistema gasista para hacer frente a una suspensión temporal del suministro a través del gasoducto del Magreb.

	2009	2010	2011	2012	2013
Fallo de suministro de GN por el Magreb (GWh)	91.038	93.434	100.449	108.480	115.431
Porcentaje sobre el suministro total	19%	16%	17%	18%	18%
Capacidad Mínima diaria a cubrir (GWh/día)	249	256	275	296	316
Capacidad de Emisión Diaria Mínima de Almacén. (GWh/día) (50% del fallo)	125	128	138	148	158
Capacidad excedentaria mínima de las plantas de GNL (50 % del fallo)	125	128	138	148	158

Figura 5.1.8. Estimación de la capacidad de emisión diaria mínima necesaria para hacer frente a una interrupción temporal del suministro de gas a través del Magreb. Fuente: CNE

▪ Suspensión temporal del suministro de gas natural a través del Medgaz

Este escenario considera una suspensión del suministro de gas a través del gasoducto del Medgaz, pero se mantendrían operativas el resto de las entradas de gas al sistema.

Para hacer frente a este escenario, se considera que la pérdida de suministros de Argelia a través del gasoducto del Medgaz debe sustituirse, a partes iguales, a través de la extracción de los almacenamientos subterráneos y a través de un aumento de la emisión de las plantas de GNL, utilizando la capacidad de regasificación excedentaria existente.

En la figura 5.1.9 se estima la capacidad de emisión mínima diaria excedentaria que debería tener el sistema gasista para hacer frente a una suspensión temporal del suministro a través del gasoducto del Medgaz.

	2009	2010	2011	2012	2013
Fallo de suministro de GN por el Medgaz (GWh)	0	82.734	91.955	92.455	92.455
Porcentaje sobre el suministro total	0%	14%	16%	15%	15%
Capacidad Mínima diaria a cubrir (GWh/día)	0	227	252	253	253
Capacidad de Emisión Diaria Mínima de Almacen. (GWh/día) (50% del fallo)	0	113	126	126	127
Capacidad excedentaria mínima de las plantas de GNL (50 % del fallo)	0	113	126	126	127

Figura 5.1.9. Estimación de la capacidad de emisión diaria mínima necesaria para hacer frente a una interrupción temporal del suministro de gas a través del Medgaz. Fuente: CNE

▪ Suspensión temporal del suministro del mayor proveedor de GNL a España

Este escenario considera la suspensión temporal del suministro de GNL del mayor proveedor de GNL a España, que en el año 2009 es Argelia con un 20% y en el horizonte 2010-2012 es Nigeria, con un porcentaje que oscila entre el 16% y el 18% del aprovisionamiento de gas a España.

Cabe señalar que este escenario considera una parada en la producción del GNL proveniente de Nigeria, por lo que afectaría no sólo a España sino, en general, al suministro de de GNL en toda la cuenca atlántica, que se vería reducido en un 25%.

La capacidad de licuefacción de Nigeria en el año 2008 era de 18.000 miles de toneladas, aproximadamente el 25% de la capacidad de licuefacción total de la cuenca atlántica. La cantidad destinada a Europa fue de 11.338 miles de toneladas de GNL, de las cuales 5.789 miles de toneladas se destinaron al mercado español, esto es, aproximadamente el 51% del suministro de Nigeria a Europa. El porcentaje restante tiene como destinos Francia, Portugal y Turquía. Además, otras 263 miles de toneladas fueron destinadas a Estados Unidos.

Se considera que el GNL no suministrado tendría que ser sustituido con gas extraído de los almacenamientos y a través de la contratación de cargamentos adicionales en el mercado de corto plazo (cargamentos spot), atrayendo cargamentos destinados hacia otros mercados.

La figura 5.1.10 muestra el número de cargamentos mensuales adicionales que serían necesarios para cubrir el cese de suministro de GNL procedente del principal país proveedor del mercado español. Para hacer frente a este escenario, se considera que se requiere aproximadamente la mitad de la capacidad de emisión de los almacenamientos y entre cuatro y cinco buques mensuales de 130.000 m³ de GNL contratados en el mercado spot para terminar de cubrir el gas no aportado, según el año considerado.

Este escenario afectaría a la capacidad de licuación de la cuenca atlántica, lo que puede encarecer notablemente el precio de los cargamentos spot de GNL.

	2009	2010	2011	2012	2013
Fallo de suministro de GNL (GWh)	94.125	102.941	95.089	96.195	97.340
Porcentaje sobre el suministro total	14%	18%	16%	16%	16%
Capacidad de Emisión Diaria Mínima de Almacén. (GWh/día) (50% del fallo)	129	141	130	131	133
Número de buques de 130.000 m ³ de GNL adicionales por mes (50% del fallo)	4,4	4,8	4,4	4,5	4,6

Figura 5.1.10. Estimación de cargamentos adicionales de GNL para hacer frente a una interrupción temporal del suministro del mayor proveedor de GNL a España. Fuente: CNE

5.1.3.4 Necesidad de almacenamiento operativo de GNL para disponer de autonomía en las plantas

En relación a las necesidades de almacenamiento operativo de GNL, la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008 – 2016 establece unos criterios de diseño para el dimensionamiento de la capacidad de almacenamiento de GNL de cada una de las plantas de regasificación del sistema gasista español, de manera que pueda hacerse frente a posibles contingencias meteorológicas (cierres de puertos).

Según estos criterios, para hacer frente a esta eventualidad, cada planta de regasificación deberá disponer de una capacidad de almacenamiento operativa de GNL (adicional al nivel mínimo operativo de llenado) en relación con la producción de forma continuada a su capacidad nominal, tal que le permita con un nivel de llenado del 50% disponer de una autonomía mínima de 3 ó 4 días, según la planta se encuentre ubicada en el Mediterráneo, o en el Atlántico o el Cantábrico.

En la figura 5.1.11 se indican las previsibles necesidades de almacenamiento de GNL para el conjunto de plantas de regasificación en función de la demanda y oferta previstas en capítulos anteriores, para una autonomía de 8 días de almacenamiento de GNL (para un nivel de llenado del 100% del volumen útil) como límite inferior de capacidad de almacenamiento.

En caso de que se considere necesario disponer de mayor grado de autonomía en las plantas, será preciso aumentar en mayor medida la capacidad de almacenamiento de GNL. De acuerdo con esto, en el capítulo siguiente se profundiza en el análisis del grado de autonomía de cada una de las plantas, extrayendo conclusiones acerca de las necesidades de almacenamiento en las mismas.

	2009	2010	2011	2012	2013
Demanda a cubrir por GNL (GWh)					
Escenario Superior	303.075	238.853	246.549	260.378	284.207
Escenario Central	288.191	206.898	201.747	215.970	229.718
Necesidades mínimas de Almacenamiento de GNL ⁽¹⁾ (Miles m³ GNL)					
Escenario Superior	2.058	1.942	1.998	2.133	2.311
Escenario Central	1.994	1.809	1.857	2.016	2.119

(1) Suponiendo la previsión de demanda diaria punta en firme y un volumen útil del tanque del 91%

Figura 5.1.11. Capacidad necesaria de almacenamiento de GNL en plantas de regasificación. Fuente: CNE

5.2 La cobertura de la demanda de energía eléctrica

Después de los apartados relativos a las previsiones de oferta y demanda desde 2009 hasta 2013, es ahora posible realizar un análisis de la cobertura de la demanda prevista con la oferta disponible en cada periodo. De este modo se determinará el grado de adecuación de las futuras necesidades de generación en el sistema con las inversiones previstas para la incorporación de nueva potencia.

Las necesidades de nueva capacidad van a estar determinadas por el crecimiento de la demanda, por la evolución del equipo disponible en la actualidad y por el nivel de seguridad en el suministro de energía eléctrica que se pretenda conseguir. Para la definición del nivel de seguridad necesario, se han respetado los criterios técnicos indicados por el Operador del Sistema para la Península, mientras que se han aplicado los márgenes de seguridad marcados por el carácter conservador que mantiene esta Comisión en cuanto a los sistemas extrapeninsulares.

En primer lugar, se analiza la cobertura de la demanda de energía eléctrica en el sistema peninsular y su necesidad de incorporación de potencia. Posteriormente, se tratará la cobertura en los sistemas extrapeninsulares.

5.2.1 Balance oferta-demanda eléctrica peninsular

A continuación, se señalan los elementos que se van a emplear en el análisis de cobertura, realizando algunas precisiones sobre la forma en que se incluirá cada uno de ellos.

- **Evolución prevista de la demanda en el sistema peninsular**

Las previsiones de la demanda de energía eléctrica para el período 2009 – 2013 fueron presentadas en el capítulo 3, en forma de dos escenarios que darán lugar a diferentes niveles de exigencia al sistema. La máxima demanda de potencia media horaria se recoge de nuevo en este apartado, en el que se analiza la potencia que resultará necesaria para lograr su cobertura, tanto en la punta de invierno como de verano.



El estudio del período veraniego está justificado, a pesar de que las puntas de demanda previstas sean superiores en invierno, porque difiere la disponibilidad de potencia eléctrica, especialmente la de la potencia hidráulica, que en verano suele ser sensiblemente inferior, pudiéndose producir situaciones de riesgo de suministro.

En la **figura 5.2.1** se muestran los valores de punta de potencia obtenidos según las hipótesis recogidas en el apartado 3.2 de este Informe.

Punta de demanda (MW)	Invierno		Punta de demanda (MW)	Verano	
	Escenario Eficiente	Escenario Extremo		Escenario Eficiente	Escenario Extremo
2009 / 10	44.000	45.500	2009	40.800	42.000
2010 / 11	44.600	46.500	2010	40.900	42.500
2011 / 12	45.800	48.200	2011	42.100	43.900
2012 / 13	46.900	49.500	2012	42.900	45.000
2013 / 14	48.200	51.000	2013	43.700	46.400

Figura 5.2.1. Previsión de potencia punta de invierno y de verano.
Fuente: REE.

▪ **Evolución prevista de la potencia instalada en el sistema peninsular: disponibilidad del equipo generador**

Para el estudio de cobertura es necesario utilizar tanto la potencia del parque generador existente en régimen ordinario, como la estimación de sus altas y bajas a lo largo del periodo 2009 – 2013. Se utilizarán como punto de partida los dos escenarios de oferta de potencia instalada obtenidos en el capítulo 4 de este Informe Marco, uno previsto por el operador del sistema y el otro calculado por la CNE con la información aportada por los promotores.

Adoptando una postura conservadora, no se tiene en cuenta directamente la potencia instalada sino la realmente operativa, es decir, detrayendo de la potencia total instalada aquella que, por estar sujeta a procesos de baja, a indisponibilidades de larga duración o a condicionantes medioambientales, no ha sido productiva durante ejercicios anteriores.

A continuación, se calcula la potencia disponible en la totalidad del sistema peninsular, tanto en régimen ordinario como en régimen especial, aplicando sobre la potencia operativa unos coeficientes de disponibilidad y consumos propios. Con respecto a la disponibilidad, se ha estimado el volumen de revisiones anuales programadas para mantenimiento de los grupos térmicos. La duración estimada de la revisión programada anual para mantenimiento es de cuatro semanas, para el equipo térmico convencional, y seis para los grupos nucleares.

Por otra parte, se estiman las tasas de indisponibilidad fortuita por fallo para cada tipo de tecnología de producción, así como los efectos que la climatología pudiera tener sobre las instalaciones generadoras. Los efectos climatológicos se manifiestan principalmente en la disponibilidad de la potencia hidráulica y en la disponibilidad de las instalaciones de régimen especial. Siguiendo la línea conservadora ya mencionada y adoptada a lo largo de la totalidad del presente informe, se trabaja con la hipótesis de año seco.



Se consideran las siguientes probabilidades de fallo fortuito de los grupos térmicos, de acuerdo con los valores totales máximos acaecidos en los últimos años y con la información de REE:

• Grupos nucleares	6%
• Grupos de carbón nacional	5%
• Grupos de fuel y fuel-gas	32%
• Grupos de carbón importado	3,5%
• CCTG durante su primer año de operación	10%
• CCTG que lleven en operación más de un año	6%

En las centrales hidráulicas (incluyendo las convencionales, así como el bombeo mixto y puro) se han considerado diferencias entre el índice de invierno y de verano resultando unos valores medios de aproximadamente 50% y 40% respectivamente para el conjunto de dichas instalaciones.

En la previsión de la potencia disponible del régimen especial se ha tomado la referencia del operador del sistema, en línea con la información propia de la CNE, considerándose unos coeficientes de disponibilidad que varían, para el conjunto del régimen especial renovable¹ entre el 13 y el 20% (se ha considerado 7% para la potencia eólica). Estos coeficientes son significativamente mayores para el régimen especial no renovable², en el que se sitúan en torno al 48% en valor medio.

De este modo, se obtiene finalmente un resultado distinto para cada año, estación, escenario de demanda y escenario de oferta.

▪ **Evolución prevista de los intercambios internacionales**

Existe un único contrato de importación a largo plazo, establecido entre REE y EDF hasta septiembre de 2010 y por una potencia de 300 MW, así como un contrato de exportación en punta de REE a EDF, por la misma cantidad, asociado al anterior. Dado que no existe garantía absoluta en la ejecución del contrato, se ha optado por no considerarlo en el análisis.

Tampoco se han tomado en consideración los posibles intercambios intracomunitarios e internacionales a corto plazo que, aunque son habituales, están sometidos a grandes incertidumbres (desarrollo de los mercados eléctricos europeos, diferencial de precios entre ellos, capacidades de intercambio, etc.).

De esta forma, se ha realizado una estimación conservadora del posible apoyo aportado por intercambios internacionales, considerándose un saldo importador nulo.

¹ Régimen especial renovable: hidráulica, eólica, solar, biomasa y biogás.

² Régimen especial no renovable: cogeneración y residuos sólidos y urbanos.

- **Contribución prevista de la gestión de la demanda (planes de ahorro y eficiencia energética)**

La demanda puede tener cierta capacidad de reducir su consumo en los momentos donde pudiesen existir problemas de suministro, tanto a través de los programas existentes (servicio de interrumpibilidad), como a otros que se pudieran desarrollar en el futuro, y ante precios elevados en el mercado. Esta capacidad aportaría una mayor garantía al correcto funcionamiento del sistema y ya ha sido considerada por el operador del sistema en la elaboración del escenario eficiente de demanda.

- **Potencia total disponible**

Así, teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, en las **figuras 5.2.2 y 5.2.3** se muestra, tanto para invierno como para verano, la potencia disponible por tecnología prevista en los escenarios de oferta de potencia elaborados por el operador del sistema y la CNE, para cada uno de los años del periodo considerado.

Potencia Disponible (MW)					
Invierno	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014
Hidráulica	8.385	8.394	8.404	8.410	8.731
Nuclear	7.008	7.008	7.008	7.008	6.580
Carbón	10.228	10.228	10.228	10.228	10.228
Fuel/Gas	1.948	1.181	1.024	867	711
CCGT	20.313	21.745	22.970	23.022	24.886
Saldo intercambios en punta	0	0	0	0	0
Régimen especial renovable	3.101	3.617	4.170	4.701	4.924
Régimen especial no renovable	3.641	3.810	3.978	4.195	4.413
Total potencia disponible	54.625	55.984	57.782	58.431	60.473

Figura 5.2.2. Potencia disponible prevista por tecnología (MW) en el escenario CNE-promotores. Invierno.
Fuente: REE, promotores y CNE.

Potencia Disponible (MW)				
Verano	2010	2011	2012	2013
Hidráulica	7.005	7.012	7.020	7.024
Nuclear	6.859	6.859	6.859	6.440
Carbón	10.228	10.228	10.228	10.228
Fuel/Gas	2.157	1.024	867	711
CCGT	19.498	21.979	22.101	22.771
Saldo intercambios en punta	0	0	0	0
Régimen especial renovable	4.531	5.214	5.869	6.286
Régimen especial no renovable	3.758	3.925	4.141	4.356
Total potencia disponible	54.036	56.242	57.084	57.817

Figura 5.2.2. Potencia disponible prevista por tecnología (MW) en el escenario CNE-promotores. Verano.
Fuente: REE, promotores y CNE.

Potencia Disponible (MW)					
Invierno	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014
Hidráulica	9.000	9.020	9.030	9.040	9.050
Nuclear	7.020	7.020	7.020	7.020	7.020
Carbón	10.380	10.380	10.380	10.380	10.250
Fuel/Gas	3.190	3.290	3.380	3.470	3.300
CCGT	19.650	21.450	22.250	23.000	23.030
Saldo intercambios en punta	0	0	0	0	0
Régimen especial renovable	3.180	3.770	4.370	4.970	5.360
Régimen especial no renovable	2.920	3.000	3.080	3.160	3.240
Total potencia disponible	55.340	57.930	59.510	61.040	61.250

Figura 5.2.3. Potencia disponible prevista por tecnología (MW) en el escenario del operador del sistema. Invierno. Fuente: REE.

Potencia Disponible (MW)				
Verano	2010	2011	2012	2013
Hidráulica	7.420	7.430	7.440	7.450
Nuclear	7.020	7.020	7.020	7.020
Carbón	10.380	10.380	10.380	10.380
Fuel/Gas	3.228	3.318	3.408	3.183
CCGT	19.710	20.970	21.690	22.050
Saldo intercambios en punta	0	0	0	0
Régimen especial renovable	4.722	5.464	6.205	6.842
Régimen especial no renovable	2.964	3.044	3.124	3.204
Total potencia disponible	55.444	57.626	59.267	60.129

Figura 5.2.3. Potencia disponible prevista por tecnología (MW) en el escenario del operador del sistema. Verano. Fuente: REE.

5.2.2 Cobertura de la demanda en el sistema eléctrico peninsular.

El objeto de este apartado es aportar unos valores indicativos acerca de la potencia que sería necesario instalar, en su caso, para lograr alcanzar un nivel de seguridad de suministro razonable en los próximos cinco años, así como determinar la adecuación a la futura demanda de las inversiones previstas. Para ello, se han empleado los criterios de seguridad que se describen a continuación.

▪ Índice de Cobertura

El criterio principal que se ha empleado para evaluar la necesidad de potencia en el sistema eléctrico es el índice de cobertura. Según el criterio del operador del sistema eléctrico, este índice debería ser igual o superior a 1,1; lo que significaría alcanzar un margen de potencia del 10% de la demanda.

Existen otros parámetros como la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) que cumplen una finalidad similar, sin embargo se ha utilizado el índice de cobertura ya que se trata de un parámetro de tipo determinista que resulta de fácil comprensión y, a los efectos contemplados en este estudio, se considera apropiado.

En general, el índice de cobertura se define como el cociente entre la potencia disponible y la demanda punta, estando su cálculo sujeto a una serie de hipótesis que es necesario explicitar para poder valorar adecuadamente su significado. En este apartado, los índices de cobertura se han calculado a partir de la demanda punta prevista para los dos escenarios considerados (extremo y eficiente), así como la mínima potencia efectiva que se espera aporten las diferentes tecnologías en situación de invierno y de verano en los escenarios del operador del sistema y los promotores.

▪ Fuentes de incertidumbre

Las principales incertidumbres naturales, con respecto a la cobertura de la demanda, son el crecimiento de la demanda, la disponibilidad de nueva potencia y la disponibilidad de energía hidroeléctrica. La primera de ellas ha sido considerada en el capítulo 3, a través del análisis de los escenarios de crecimiento de demanda, ambos posibles.

Respecto a la disponibilidad de nueva potencia, como se ha señalado con anterioridad, se dispone de dos escenarios o sendas de evolución del parque de generación, uno elaborado por el operador del sistema con sus mejores previsiones y el otro elaborado por la CNE con la información facilitada por los agentes sobre sus planes de promoción y cierre de instalaciones; deducidas las instalaciones que no poseen contratos de acceso a la red de gas, ni autorización administrativa.

La disponibilidad de energía hidroeléctrica, se ha incluido en el estudio mediante el empleo de los coeficientes de disponibilidad, empleando valores de año hidráulico seco, de forma que para un año hidráulico medio, la seguridad de abastecimiento del sistema estaría garantizada con valores de potencia instalada significativamente superiores a los recogidos en este estudio.

Existen otras fuentes de incertidumbre que afectan a la garantía del suministro y que no han sido expresamente recogidas en el análisis realizado en este capítulo, como la posible escasez de fuentes energéticas primarias o infraestructuras de transporte, que son abordadas en otros capítulos de este informe. Finalmente, faltarían por recoger situaciones de averías de instalaciones de producción muy superiores a las medias históricas, funcionamientos atípicos de las instalaciones de régimen especial, causas de fuerza mayor, etc. que, aunque posibles, no se consideran probables.

En ambos escenarios de evolución de la potencia instalada en el largo plazo, tanto el correspondiente al operador del sistema como el elaborado por la CNE con la información proporcionada por los promotores, se alcanzan en 2013 unos 65.000 MW en el régimen ordinario peninsular (de los cuales 24.000-27.000 MW son de CCTG, según el escenario, al incorporarse 10-13 nuevos ciclos equivalentes de 400 MW durante el periodo 2009-2013).

Respecto al régimen especial, se ha supuesto una determinada evolución del crecimiento de la potencia instalada, de acuerdo con la situación actual y con los objetivos de la Planificación 2008-2016 y el Plan de Energías Renovables 2005 – 2010. Con ello se alcanza en 2013 una potencia total en régimen especial de 42.294 MW (de los cuales 22.000 MW son eólicos y 7.800 MW son de cogeneración).

▪ **Cobertura en punta de invierno y de verano**

Una vez realizado el análisis de cobertura con las consideraciones anteriores, se obtienen los índices mostrados en las figuras siguientes. Éstos alcanzan y superan ampliamente en todos los casos el valor de 1,10. En consecuencia, podría afirmarse que, bajo las consideraciones previamente efectuadas, no se prevé que el sistema eléctrico vaya a presentar problemas de cobertura en los próximos años, ni en invierno, ni en verano, aunque los márgenes de potencia en la punta de invierno son ligeramente más ajustados que los veraniegos.

Índice de cobertura - Verano	2010	2011	2012	2013
Escenario demanda eficiente	1,32	1,34	1,33	1,32
Escenario demanda extremo	1,27	1,28	1,27	1,25

Índice de cobertura - Invierno	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014
Escenario demanda eficiente	1,24	1,26	1,26	1,25	1,25
Escenario demanda extremo	1,20 ³	1,20	1,20	1,18	1,19

Figura 5.2.4. Índices de cobertura resultantes para verano e invierno con la potencia operativa prevista en el escenario CNE-promotores. Fuente: REE, promotores y CNE.

Índice de cobertura - Verano	2010	2011	2012	2013
Escenario demanda eficiente	1,30	1,31	1,32	1,31
Escenario demanda extremo	1,25	1,26	1,26	1,24

Índice de cobertura - Invierno	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014
Escenario demanda eficiente	1,22	1,26	1,26	1,26	1,23
Escenario demanda extremo	1,18	1,21	1,20	1,20	1,16

Figura 5.2.5. Índices de cobertura resultantes para verano e invierno con la potencia operativa prevista en el escenario del operador del sistema. Fuente: REE.

En el escenario de oferta CNE-operadores se ha supuesto que durante las puntas de invierno y verano la indisponibilidad térmica programada sería nula, ya que dichas puntas se producen en periodos de elevado precio en mercado en los que no parece lógico que los agentes programen los mantenimientos. Sin embargo, el operador del sistema, más conservador en este caso, sí considera en su estudio la existencia de grupos en revisión o mantenimiento. En concreto, estima un valor de potencia programada indisponible de 1.600 MW en la punta de invierno y 2.400 MW en la de verano. Aplicando este mismo criterio en el otro escenario, los índices de cobertura reflejados en la figura 5.2.4 se reducirían ligeramente, quedando del orden de los de la figura 5.2.5, aún así muy por encima del nivel mínimo necesario 1,1.

³ En los últimos estudios de cobertura realizados por el operador del sistema para el próximo invierno, se contempla un valor de demanda punta extrema del sistema peninsular 500 MW superior a la prevista en mayo de 2009. De cumplirse esta última previsión, el índice de cobertura se reduciría a 1,19.

Otra forma de apreciar la holgura del sistema es comparar la potencia eléctrica instalada necesaria para realizar la cobertura de la punta de demanda con un margen de reserva del 10% (IC=1,10) con la oferta de potencia prevista, en cada periodo y escenario. El resultado para el escenario CNE-promotores se presenta en los dos gráficos siguientes, en los que se observa igualmente una mayor restricción en la cobertura en los escenarios de punta de demanda invernal, aunque el margen de reserva se mantiene en todo momento claramente por encima del nivel de seguridad establecido.

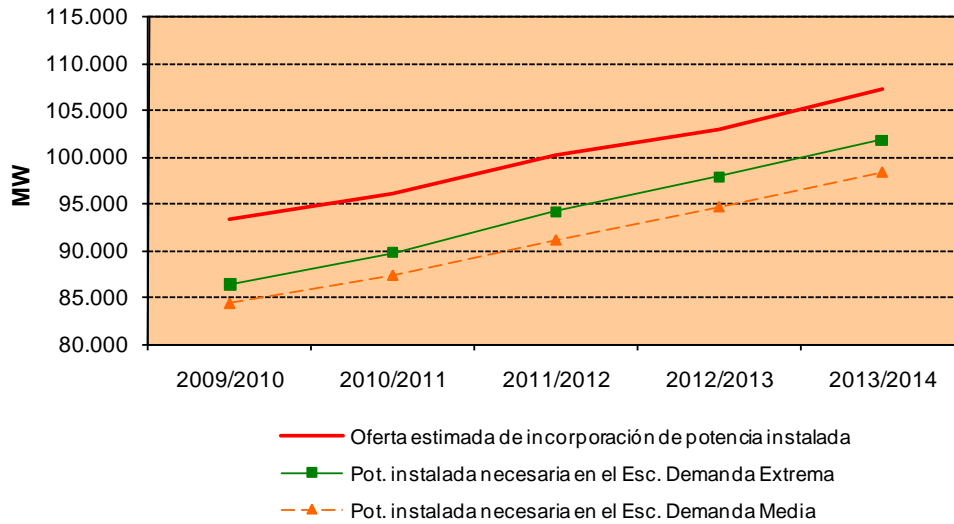


Figura 5.2.6. Comparación de la potencia eléctrica prevista con la necesaria para un margen de cobertura de 1,1 en la punta de invierno.
Fuente: REE, promotores y CNE.

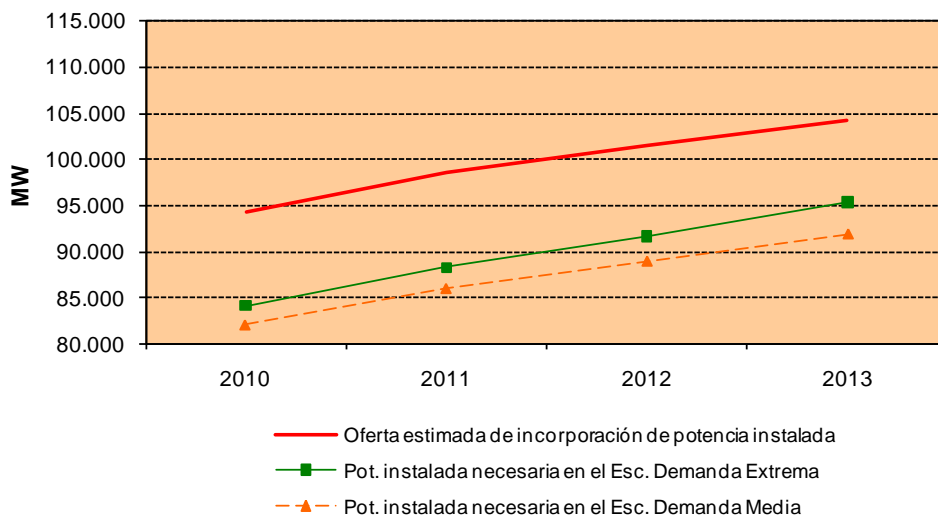


Figura 5.2.7. Comparación de la potencia eléctrica prevista con la necesaria para un margen de cobertura de 1,1 en la punta de verano.
Fuente: REE, promotores y CNE.

Finalmente, se presenta en el siguiente gráfico la distribución por tecnologías de la potencia disponible para la cobertura de la punta de invierno. Se aprecia nuevamente que la punta de demanda extrema puede ser cubierta sin problemas en todo el periodo, incluso incrementada en un 10% su valor. Además se observa que no sería necesario acoplar todos los tipos de tecnologías puesto que la cobertura se produciría sin recurrir necesariamente a las tecnologías más caras como el fuel-oil.

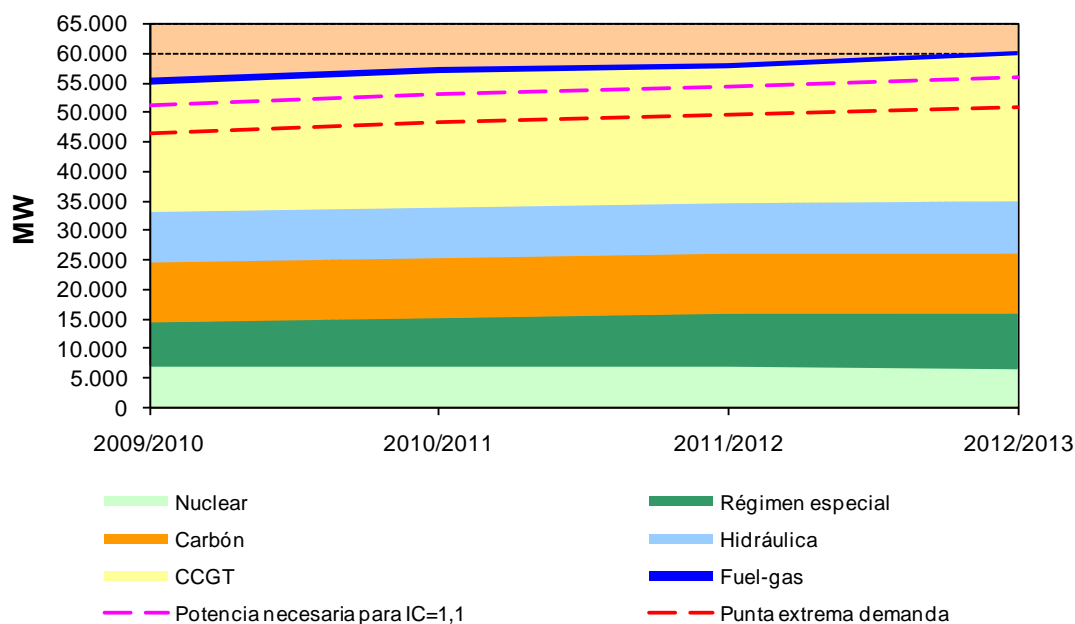


Figura 5.2.8. Cobertura en punta de invierno por tecnologías.
Fuente: CNE

▪ **Cobertura en punta de invierno y de verano considerando restricciones de red**

Entre la información facilitada a esta Comisión por el operador del sistema para la elaboración del estudio que se presenta en este informe, se encuentra una relación de las restricciones de la red de transporte que tanto en el corto como en el largo plazo, podrían limitar la evacuación de la energía generada por las centrales peninsulares de régimen ordinario, esencialmente, ciclos combinados.

Según dicha información, son numerosos los nudos de la red susceptibles de sufrir problemas de congestiones en los próximos años, ya que la capacidad de producción de las instalaciones actuales o previstas es superior a la que puede evacuarse en la zona. No obstante, la gran mayoría de estas congestiones tienen soluciones previstas en planificación de la red de transporte y, en el corto plazo, según indica el operador del sistema, se solucionan con la aplicación de los mecanismos de teledisparo de generación que en los últimos años han ido instalándose en las zonas afectadas.

Aún así, en estos casos, muy escasos normalmente, en condiciones de indisponibilidad de algún elemento de la Red de Transporte o situaciones extremas de demanda, el Operador del Sistema se vería en la necesidad de reducir la generación resultante del mercado de producción o incluso adoptar medidas topológicas para evitar sobrecargas en instalaciones de la red de transporte.



En todo caso, en general se puede afirmar que en la situación actual del sistema, son relativamente escasas las situaciones de congestión que se presentan y, en consecuencia, éstas tienen un impacto reducido en los índices de cobertura.

5.2.3 Cobertura de la demanda en los sistemas extrapeninsulares.

Al igual que se hace en el apartado anterior para el sistema peninsular, se analiza ahora la cobertura de la demanda de energía eléctrica para el archipiélago balear, canario y las ciudades de Ceuta y Melilla. Para ello, es necesario establecer unas hipótesis de partida, detalladas a continuación.

Se trata de sistemas relativamente pequeños, de mucha menos inercia que el sistema peninsular, y aislados, sin intercambios externos, por lo que el sistema determinista de alcanzar un índice de cobertura de 1,1 no es suficiente, y se precisa una metodología más conservadora.

El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), determina que será Red Eléctrica el Operador del Sistema en cada SEIE (Islas Canarias, Islas Baleares, Ceuta y Melilla). El Artículo 2 de dicho Real Decreto, relativo a la planificación eléctrica, establece que en cada uno de los sistemas que conforman los SEIE se definirá una potencia necesaria, que será objeto de retribución, de forma probabilística, de manera que la probabilidad de la pérdida de carga sea inferior, en términos mensuales, a 1 día cada 10 años. Por tanto, este Real Decreto introduce el criterio probabilístico para la cobertura de la demanda y la planificación del equipo generador a largo plazo, a través de conceptos tales como LOLP (Loss of Load Probability), LOLE (Loss of Load Expectation) y DNS (Demand not supplied).

En los estudios de cobertura de la demanda a largo plazo elaborados por el Operador del Sistema en los años 2004, 2005 y 2006, se utilizó un criterio determinista, debido a la falta de disponibilidad de datos históricos suficientes de tasas de fallo de los grupos térmicos de los SEIE. Sin embargo, a partir del año 2007, Red Eléctrica de España, como Operador del Sistema que es, ha realizado el estudio de cobertura de la demanda a largo plazo de forma probabilística, en base a los siguientes parámetros:

- ⇒ LOLE (Loss of Load Expectation): Número esperado de horas de un año en las que la potencia disponible de un sistema eléctrico es inferior a la demanda.
- ⇒ LOLP (Loss of Load Probability): Probabilidad de que, en un período determinado, la potencia disponible del sistema sea inferior a la demanda.
- ⇒ LOLA (Loss of Load Application): Aplicación desarrollada por Red Eléctrica para el cálculo de los índices de fiabilidad de los sistemas.

Los cálculos de los índices se realizan horariamente de manera independiente, utilizándose para cada hora la demanda esperada, los grupos disponibles y las tasas de fallo de cada grupo. Los resultados mensuales obtenidos mediante la aplicación determinan la adecuación o no de un sistema eléctrico para un mes dado, calculados como suma o promedio, según corresponda, de todos los resultados horarios de un mismo mes.



El valor de referencia a utilizar es de $LOLE=0,2$ horas/mes (equivalente a 2,4 horas/año), según condición establecida en el Real Decreto 1747/2003 donde se especifica que la pérdida de carga habrá de ser inferior a 1 día cada 10 años.

En el estudio de cobertura probabilística realizado por el Operador del Sistema se han utilizado los valores de “*potencia neta instalada en barras de central*” considerándolos como potencia instalada a final del año objeto de estudio.

Por su parte, según la información suministrada por el agente generador, éste ha determinado las necesidades de potencia de acuerdo con el Real Decreto 1747/2003, así como según los Procedimientos de Operación aprobados en la Resolución de 28 de abril de 2006 de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y que fija los valores de reserva de regulación a mantener en los SEIE, procurando en todo momento que la potencia horaria disponible en cada sistema aislado sea igual o superior a la suma de la demanda horaria prevista más el 50% de la reserva de regulación primaria más el 50 % de la reserva de regulación secundaria más el 100 % de la reserva de regulación terciaria, lo que significa que la que la potencia horaria disponible en el sistema debe ser igual o superior a la suma de la demanda horaria más dos veces la potencia disponible del mayor grupo del sistema. Por último, en los cálculos aportados por el agente generador también se incluye la esperanza matemática de pérdida de carga (LOLE).

En el escenario de demanda considerado, la generación instalada se ha calculado añadiendo al parque generador existente la potencia necesaria para cumplir los requisitos de seguridad establecidos.

Para el estudio de cobertura de la punta de demanda, tanto el agente generador como el Operador del Sistema no consideran la contribución de la potencia instalada en régimen especial.

Islas Baleares

Como se ha mencionado anteriormente, se parte de una potencia instalada total en 2008 de 2.055 MW, repartidos en 1.959 MW de régimen ordinario (en los que se incluyen 697 MW de Centrales de Ciclo Combinado) y 96 MW de régimen especial.

El sistema eléctrico balear cuenta con 2 subsistemas eléctricamente aislados: Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera. El subsistema Mallorca-Menorca está unido mediante una interconexión a 132 kV y el subsistema Ibiza-Formentera con dos interconexiones a 30 kV.

Escenario del Agente Generador:

En el ámbito temporal del estudio, este escenario, se ha supuesto la entrada en servicio de cuatro nuevas interconexiones: Península-Mallorca (400 MW) e Ibiza-Formentera (50 MW) antes de la punta del año 2011, Mallorca-Menorca (100 MW) y Mallorca-Ibiza (100 MW) antes de la punta del año 2012, todas ellas incluidas en el documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 publicado por la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en mayo de 2008.



Se considera una potencia instalada total en 2013 de 2.497 MW, repartidos en 2.284 MW de régimen ordinario y 213 MW de régimen especial.

A continuación se indican las reservas de seguridad resultantes en los dos subsistemas de las Islas Baleares.

Mallorca-Menorca	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	1.854	1.929	1.929	1.929	1.929
Potencia instalada R.E.	138	155	177	194	213
Total Potencia disponible	1.520	1.586	2.017	2.102	2.090
Potencia neta grupo mayor	121	121	200	200	200
Potencia neta seguridad	1.279	1.344	1.617	1.702	1.690
Demanda de potencia	1.136	1.186	1.256	1.344	1.414
Reserva de potencia	143	158	361	358	276

Ibiza-Formentera	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	322	322	355	355	355
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	259	261	317	349	349
Potencia neta grupo mayor	22	21	43	43	43
Potencia neta seguridad	215	219	232	264	264
Demanda de potencia	212	221	232	245	256
Reserva de potencia	3	-2	0	19	8

Figura 5.2.9. Evolución de la reserva de generación en las Islas Baleares. Datos en MW
Fuente: ENDESA y CNE.

En los cálculos anteriores se incluyen en potencia disponible, a partir de 2011, los 400 MW que se podrán transportar a través de la interconexión Mallorca-Península.

Además, a partir de 2012, en el sistema Ibiza-Formentera se consideran 100 MW más de potencia disponible que se podrá transportar con la interconexión Mallorca-Ibiza. También a partir de 2012 se ha incluido la potencia que podría transportar desde Ibiza a través de la nueva interconexión Mallorca-Ibiza.

En 2007, el índice de cobertura resultó ser de 1,33 en el sistema Mallorca-Menorca y 1,28 en el de Ibiza-Formentera. Con la previsión anterior, resultarían los siguientes índices de cobertura:

Índice de cobertura	2009	2010	2011	2012	2013
Mallorca-Menorca	1,34	1,34	1,61	1,56	1,48
Ibiza-Formentera	1,22	1,18	1,37	1,43	1,36

Figura 5.2.10. Evolución de los índices de cobertura en las Islas Baleares.
Fuente: ENDESA y CNE.



Conforme al Anexo I de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, los índices de cobertura máximos a efectos del cobro de la retribución de la garantía de potencia (coste fijo de generación) son de 1,4 para Mallorca, 1,8 para Menorca y 1,5 para Ibiza-Fomentera. Parece pues que la previsión de incorporación de potencia del agente generador mantiene, en general, el índice de cobertura en el período considerado por debajo del índice máximo.

La esperanza matemática de pérdida de carga (LOLE) calculada según el agente generador aporta los siguientes resultados:

LOLE (días/año)	2009	2010	2011	2012	2013
Mallorca	0,0004	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Menorca	0,0353	0,0065	0,0065	0,0041	0,0054
Ibiza-Formentera	0,0187	0,0050	0,0013	0,0000	0,0000

Figura5.2.11. Esperanza matemática de pérdida de carga en las Islas Baleares
Fuente: ENDESA y CNE.

Aunque estos cálculos respetan los valores de referencia fijados como garantía de cobertura de la demanda, el propio agente generador recuerda la urgente necesidad de disponer de gas natural en el Sistema Balear, por lo que, además de contar con el gasoducto Península-Ibiza-Mallorca para 2009, está previsto para 2015 otro gasoducto Mallorca-Menorca para abastecer de este combustible a la central de Mahón, interconexión ésta que se considera fundamental se adelante.

Escenario del Operador del Sistema:

Se ha realizado un ejercicio de cobertura probabilística de la demanda para cada una de las siguientes islas y/o sistemas eléctricos de las Islas Baleares: Mallorca, Menorca e Ibiza-Formentera.

Para cada SEI se muestran los siguientes resultados:

- ▶ LOLE: Probabilidad de pérdida de carga, en horas/mes.
- ▶ Umbral LOLE: Valor de referencia para el LOLE, fijado en 0,2 horas/mes (equivalente a 1 día cada 10 años).
- ▶ EDNS: Energía no suministrada esperada, en MWh/mes.
- ▶ Punta: Valor mensual de la punta de demanda esperada, en MW.
- ▶ Disponibilidad media: Promedio mensual de la disponibilidad del equipo generador, en MW (dependiente de la magnitud del equipo instalado, los mantenimientos programados del mismo y los fallos fortuitos).

Los resultados probabilísticos de la cobertura de demanda agregados a nivel anual son los siguientes:



Mallorca	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	1.470	1.550	1.550	1.550	1.550
Potencia instalada R.E.	138	155	177	194	213
LOLE horas/año	0,07	0,01	0,00	0,00	0,00
EDNS MWh/año	2,16	0,41	0,00	0,00	0,00
Punta MW	1.005	1.049	1.109	1.185	1.247
Disponibilidad Media MW	1.260	1.410	1.590	1.700	1.730

Menorca	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	249	249	249	249	249
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDNS MWh/año	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Punta MW	131	137	147	159	167
Disponibilidad Media MW	242	258	257	258	312

Ibiza-Formentera	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	294	331	376	376	376
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EDNS MWh/año	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Punta MW	212	221	232	245	256
Disponibilidad Media MW	267	283	378	392	402

Figura 5.2.12. Evolución anual de los parámetros de cobertura en las Islas Baleares.
Fuente: REE y CNE.

Parece pues que, según los datos anteriores, considerando el valor de referencia máximo del LOLE, fijado en 2,4 horas/año, el Sistema Eléctrico Insular de Baleares cumpliría los criterios probabilísticos de cobertura establecidos en el Real Decreto 1747/2003.

Sin embargo, se ha de tener en cuenta que estos resultados se han obtenido bajo las hipótesis de que a finales de 2010 entra en funcionamiento el primer enlace submarino Península-Mallorca, y que el segundo entraría en funcionamiento hacia finales de 2011. También se supone que desde finales de 2010 se cuenta con una interconexión Mallorca-Ibiza-Formentera, y con un segundo enlace Mallorca-Menorca en 2013. Por tanto, es importante que no se produzcan retrasos en estas fechas previstas de puesta en servicio, para evitar problemas de cobertura de la demanda.

Asimismo se ha supuesto garantizado el suministro de combustible al equipo térmico, en especial es necesario garantizar el suministro de gas natural a las centrales de ciclo combinado y a las de gas, de ahí la necesidad de disponer de la infraestructura gasista prevista así como de una adecuada política de abastecimiento de gas natural.



Considerando la potencia instalada y las puntas de demanda esperadas según los datos anteriores, podríamos elaborar mediante un criterio determinista los siguientes índices de cobertura:

Índice de cobertura	2009	2010	2011	2012	2013
Mallorca	1,6	1,6	1,6	1,5	1,4
Menorca	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
Ibiza-Formentera	1,4	1,5	1,6	1,5	1,5

Figura 5.2.13. Evolución de los índices de cobertura en las Islas Baleares
Fuente: REE y CNE.

Islas Canarias

Como se ha mencionado anteriormente, se parte de una potencia instalada total en 2008 de 2.898 MW, repartidos en 2.583 MW de régimen ordinario (en los que se incluyen 688 MW de Centrales de Ciclo Combinado) y 315 MW de régimen especial.

Se muestran, en los cuadros siguientes, las modificaciones previstas de potencia así como la cobertura de demanda consecuencia de las mismas, basadas en la información suministrada por el agente generador, y la cobertura probabilística según datos del operador del sistema.

Escenario del Agente Generador:

Gran Canaria	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	1.113	1.113	1.113	1.108	1.150
Potencia instalada R.E.	260	421	540	620	739
Total Potencia disponible	992	918	918	890	1.027
Potencia neta grupo mayor	101	101	101	101	101
Potencia neta seguridad	790	715	715	687	824
Demanda de potencia	598	613	637	660	682
Reserva de potencia	192	102	78	27	142

Tenerife	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	915	1.025	1.100	1.100	1.100
Potencia instalada R.E.	185	244	290	326	372
Total Potencia disponible	809	906	972	972	972
Potencia neta grupo mayor	101	101	101	101	101
Potencia neta seguridad	606	703	769	769	769
Demanda de potencia	616	622	648	672	696
Reserva de potencia	-10	81	121	97	73

Lanzarote-Fuerteventura	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	412	430	430	448	466
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	339	357	357	374	379
Potencia neta grupo mayor	32	32	32	32	32
Potencia neta seguridad	275	292	292	309	314
Demanda de potencia	251	264	280	298	316
Reserva de potencia	24	28	12	11	-2

La Palma	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	109	109	109	109	109
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	97	97	97	97	97
Potencia neta grupo mayor	22	22	22	22	22
Potencia neta seguridad	54	54	54	54	54
Demanda de potencia	51	53	56	60	65
Reserva de potencia	7	4	10	18	16

La Gomera	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	23	26	26	26	26
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	20	24	24	24	24
Potencia neta grupo mayor	3	3	3	3	3
Potencia neta seguridad	13	17	17	17	17
Demanda de potencia	15	16	16	18	19
Reserva de potencia	-2	1	1	-1	-2

El Hierro	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	13	15	17	17	17
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	10	12	12	16	16
Potencia neta grupo mayor	2	2	2	2	2
Potencia neta seguridad	7	9	9	12	12
Demanda de potencia	9	9	9	10	10
Reserva de potencia	-2	-1	-1	2	2

Figura 5.2.14. Evolución de la reserva de generación en las Islas Canarias. Datos en MW
Fuente: Endesa y CNE.

Parece pues que la previsión de incorporación de potencia del agente generador es ajustada en El Hierro y en La Gomera, siendo relativamente holgada en el resto de las islas en el periodo considerado (salvo en el caso de Tenerife a corto plazo).



Con el cálculo anterior, resultarían los siguientes índices de cobertura:

Índice de cobertura	2009	2010	2011	2012	2013
Gran Canaria	1,66	1,50	1,44	1,35	1,51
Tenerife	1,31	1,46	1,50	1,45	1,40
Lanzarote-Fuerteventura	1,35	1,35	1,27	1,25	1,20
La Palma	1,90	1,82	1,73	1,61	1,49
La Gomera	1,35	1,48	1,48	1,31	1,24
El Hierro	1,16	1,37	1,37	1,62	1,62

Figura 5.2.15. Evolución de los índices de cobertura en las Islas Canarias
Fuente: Endesa y CNE.

Conforme al Anexo I de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, los índices de cobertura máximos a efectos de cobro de la retribución de garantía de potencia (coste fijo de generación) son: Gran Canaria y Tenerife 1,5, Lanzarote 1,6, Fuerteventura 1,7 y La Palma, La Gomera y El Hierro de 1,8. En el cuadro anterior se observa que en general no se alcanzan estos máximos, salvo en el caso de Gran Canaria y La Palma a corto plazo.

Por otra parte, el agente generador también aporta sus cálculos sobre la probabilidad de fallo del equipo térmico (LOLE), siendo los siguientes:

LOLE (días/año)	2009	2010	2011	2012	2013
Gran Canaria	0,002	0,024	0,066	0,204	0,011
Tenerife	0,416	0,032	0,022	0,028	0,050
Lanzarote-Fuerteventura	0,047	0,031	0,020	0,022	0,014
La Palma	0,008	0,013	0,018	0,025	0,037
La Gomera	0,013	0,011	0,002	0,002	0,003
El Hierro	0,163	0,019	0,020	0,000	0,001

Figura 5.2.16. Probabilidad de fallo del equipo térmico en las Islas Canarias
Fuente: Endesa.

Considerando que el Real Decreto 1747/2003 fija el objetivo de mantener el LOLE por debajo de 0,1 días/año, los resultados anteriores son en general positivos salvo en el caso de Tenerife y El Hierro a corto plazo.

Escenario del Operador del Sistema:

Se ha realizado una caracterización de la cobertura probabilística de la demanda para cada una de las siete islas del archipiélago: Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote, Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro. Para cada una se han obtenido los resultados probabilísticos según definiciones de apartados anteriores, siendo los agregados a nivel anual los siguientes:

Gran Canaria	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	987	955	955	955	1.025
Potencia instalada R.E.	260	421	540	620	739
LOLE horas/año	0,03	0,20	0,13	0,28	0,05
EDNS MWh/año	0,76	5,69	3,65	7,34	1,37
Punta MW	598	613	637	660	682
Disponibilidad Media MW	913	894	910	901	959

Tenerife	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	922	988	973	973	973
Potencia instalada R.E.	185	244	290	326	372
LOLE horas/año	0,24	0,15	0,49	0,69	1,18
EDNS MWh/año	5,51	3,68	12,93	18,48	32,40
Punta MW	616	622	648	672	696
Disponibilidad Media MW	841	901	889	891	889

Lanzarote	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	187	187	223	223	223
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,64	0,12	0,38	0,19	0,60
EDNS MWh/año	4,86	0,92	3,25	1,54	5,30
Punta MW	138	145	154	163	172
Disponibilidad Media MW	202	243	257	260	258

Fuerteventura	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	157	174	161	197	197
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,32	0,13	0,66	0,11	0,35
EDNS MWh/año	2,23	0,93	5,26	0,80	2,78
Punta MW	115	121	129	138	147
Disponibilidad Media MW	176	215	206	236	237

La Palma	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	97	105	105	113	113
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,36	0,12	0,16	0,09	0,09
EDNS MWh/año	1,26	0,41	0,54	0,30	0,32
Punta MW	51	53	56	58	61
Disponibilidad Media MW	87	95	95	102	102

La Gomera	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	23	23	23	26	29
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,26	0,22	0,69	0,15	0,04
EDNS MWh/año	0,20	0,16	0,53	0,12	0,03
Punta MW	15	16	16	18	19
Disponibilidad Media MW	21	21	21	24	27

El Hierro	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	13	13	13	14	16
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	0,42	0,38	0,63	0,45	0,10
EDNS MWh/año	0,19	0,18	0,30	0,23	0,05
Punta MW	9	9	9	10	10
Disponibilidad Media MW	12	13	12	13	15

Figura 5.2.17. Evolución anual de los parámetros de cobertura en las Islas Canarias
Fuente: REE y CNE.

El Operador del Sistema presenta las siguientes valoraciones de estos resultados, según cada sistema:

- En la isla de Gran Canaria la generación existente actualmente permite respetar el valor anual del LOLE hasta el año 2013, aunque se violan ligeramente los criterios durante los meses de noviembre de 2010 y 2011, sin alcanzarse en cualquier caso valores alarmantes. Para 2010 se sugieren altas suficientes para suplir las teóricas bajas de grupos esperadas, por lo que sólo a partir de 2013 se detectan nuevas necesidades.
- El sistema de Tenerife presenta una manifiesta falta de generación, por lo que se prevé la instalación de 280 MW antes del año 2012, en parte para suplir las teóricas bajas, y en parte para garantizar el suministro. Se matiza que el apoyo probabilístico de la energía eólica no se ha considerado en el estudio realizado por el Operador del Sistema, lo cual podría contribuir a reducir marginalmente las potencias propuestas.
- En el caso de Lanzarote-Fuerteventura, al analizarlo conjuntamente, se incumplen los criterios de LOLE en el año 2009, los cuales se corrigen con incrementos de potencia sucesivos en Fuerteventura tanto en 2009 como en 2010. En el año 2011 se requiere la instalación de más potencia tanto en Lanzarote como en Fuerteventura, y, posteriormente, se sugiere una instalación aproximada de 18 MW cada dos años en ambos sistemas. La interconexión existente contribuye significativamente a reducir las necesidades individuales de potencia. Adicionalmente, se señala que el índice LOLE, indicativo de las horas en que se espera no cubrir el criterio de reserva total (equivalente a dos veces el grupo de mayor tamaño), es muy elevado incluso en el supuesto de instalar la generación prevista, lo cual apoya estas necesidades de instalación de potencia.

- El sistema de La Gomera presenta valores de LOLE en el límite de la referencia para algunos de los años del estudio. Por ello se estima necesaria la instalación sucesiva de potencia en 2009, 2012, 2013. Los muy elevados valores de LOLE, indicativos de escaso margen de reservas de operación y elevado riesgo de incumplimiento de los criterios de reserva, ratifica las necesidades de generación propuestas por el Operador del Sistema.
- El sistema de El Hierro presenta una situación similar a la descrita para La Gomera, por lo que se sugiere un ritmo de instalación de generación análogo e, igualmente, el elevado riesgo de incumplimiento de los criterios de reserva ratifica estas necesidades de nueva generación propuestas.

Considerando los datos anteriores, aportados por el Operador del Sistema, podríamos elaborar según un criterio determinista los siguientes índices de cobertura como el cociente entre los valores esperados de potencia instalada (consideramos sólo régimen ordinario) y los valores esperados de puntas de demanda:

Índice de cobertura	2009	2010	2011	2012	2013
Gran Canaria	1,65	1,56	1,50	1,45	1,50
Tenerife	1,50	1,59	1,50	1,45	1,40
Lanzarote	1,36	1,29	1,45	1,37	1,30
Fuerteventura	1,37	1,44	1,25	1,43	1,34
La Palma	1,90	1,98	1,88	1,95	1,85
La Gomera	1,50	1,46	1,38	1,45	1,50
El Hierro	1,55	1,50	1,43	1,47	1,58

Figura 5.2.18. Evolución de los índices de cobertura en las Islas Canarias
Fuente: REE y CNE.

Ceuta y Melilla

Para las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla se muestran, en los siguientes cuadros, las modificaciones de potencia previstas y la consiguiente cobertura de demanda, basadas en la información suministrada por el agente generador, así como la cobertura probabilística según datos del operador del sistema.

Como se ha mencionado anteriormente, se parte de una potencia instalada total en 2008 de 159 MW, repartidos en 156 MW de régimen ordinario y 3 MW de régimen especial.

Escenario del Agente Generador:

Ceuta	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	85	97	97	97	97
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	66,0	77,8	89,6	89,6	89,6
Potencia neta grupo mayor	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Potencia neta seguridad (*)	42,4	54,2	66,0	66,0	66,0
Demanda de potencia	44	51	54	57	60
Reserva de potencia	-1	4	12	9	7

Melilla	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	85	85	85	85	85
Potencia instalada R.E.	5	5	6	7	8
Total Potencia disponible	77,1	77,1	77,1	77,1	77,1
Potencia neta grupo mayor	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
Potencia neta seguridad (*)	51,1	51,1	51,1	51,1	51,1
Demanda de potencia	40	41	43	45	47
Reserva de potencia	11	10	8	6	4

Figura 5.2.19. Evolución de la reserva de generación en Ceuta y Melilla. Datos en MW
Fuente: Endesa y CNE.

(*) Calculada como Potencia disponible menos dos veces la potencia neta del grupo mayor.

Con los datos anteriores resultarían los siguientes índices de cobertura:

Índice de cobertura	2009	2010	2011	2012	2013
Ceuta	1,52	1,54	1,65	1,57	1,51
Melilla	1,93	1,87	1,79	1,71	1,64

Figura 5.2.20. Evolución de los índices de cobertura en Ceuta y Melilla.
Fuente: Endesa y CNE.

Conforme al Anexo I de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, los índices de cobertura máximos a efectos de cobro de la retribución de garantía de potencia (coste fijo de generación) son de 1,8 para el Sistema de Ceuta y de 1,9 para el Sistema de Melilla. Parece pues suficiente la previsión de potencia instalada en Melilla, mientras que en Ceuta resulta más ajustada.

En ambas ciudades la situación se complica ante la falta de espacio físico para el emplazamiento de nuevas unidades generadoras necesarias para garantizar el suministro eléctrico.

El agente generador también aporta sus cálculos sobre la probabilidad de fallo del equipo térmico (LOLE), siendo los siguientes:

LOLE (días/año)	2009	2010	2011	2012	2013
Ceuta	0,023	0,027	0,080	0,018	0,023
Melilla	0,003	0,003	0,009	0,009	0,014

Fuente: Endesa y CNE.

Figura 5.2.21. Probabilidad de fallo del equipo térmico en Ceuta y Melilla
Fuente: Endesa y CNE.

Considerando que el Real Decreto 1747/2003 fija el objetivo de mantener el LOLE por debajo de 0,1 días/año, los resultados anteriores parecen garantizar el suministro en estas ciudades autónomas para el periodo considerado.



Escenario del Operador del Sistema:

Para el análisis de cobertura llevado a cabo por el Operador del Sistema, se ha tomado en consideración el escenario de previsión de puntas de demanda elaborado por Red Eléctrica, a partir de la información facilitada por la Ciudad Autónoma de Ceuta, Endesa como única empresa generadora en el sistema, y por la compañía de distribución Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, para el caso del Sistema Eléctrico Extrapeninsular de Ceuta, además de la información facilitada por la Ciudad Autónoma de Melilla y la compañía de distribución de Melilla GASELEC para el Sistema Eléctrico Extrapeninsular de Melilla.

Se trata de sistemas eléctricos aislados y de reducido tamaño, donde la necesidad de mantenimiento de determinados valores mínimos de reserva en el sistema adquiere una importancia singular, tanto por el hecho intrínseco de que toda la reserva de potencia debe residir en los propios sistemas, como por el hecho determinante de que en caso de que se produzcan disparos de grupos generadores, la reserva de regulación secundaria debería ser capaz de absorber teóricamente la mayor parte de los mismos. El tamaño de los grupos generadores adquiere una importancia trascendental en estos sistemas, especialmente el de los grupos mayores, ya que el fallo de los mismos obliga a disponer de una determinada capacidad de reserva para hacer frente a las necesidades de potencia rodante y reserva terciaria.

Los estudios realizados por el Operador del Sistema, que combinan un criterio probabilístico y el análisis de los incidentes reales ocurridos en los sistemas, muestran que el tamaño de los grupos mayores de los sistemas de Ceuta y Melilla no es adecuado, y es demasiado grande en relación con la demanda de dichos sistemas, lo que provoca que, aunque se satisface el requisito probabilístico de cobertura establecido en el Real Decreto 1747/2003, se incumple sistemáticamente el requisito de reserva establecido en el P.O. SEIE 1, ya que la reserva exigida está ligada al tamaño de los grupos.

Cabe mencionar, además, que el sistema eléctrico de Ceuta tiene un déficit estructural de potencia instalada en unos 15 MW en cuanto a garantía de cobertura de demanda, que sólo logra equilibrar a partir de 2011 con la previsión existente a corto plazo de puesta en servicio de los grupos.

Los resultados de cobertura probabilística de la demanda para cada uno de los sistemas eléctricos extrapeninsulares, agregados a nivel anual, son los siguientes:

Ceuta	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	66	74	82	82	82
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
LOLE horas/año	12,60	3,30	0,95	1,38	2,30
EDNS MWh/año	43,39	10,13	2,86	4,19	7,16
Punta MW	45,1	48,8	53,5	56,4	58,4
Disponibilidad Media MW	60,3	68,1	75,7	76,2	76,1

Melilla	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia instalada R.O.	76	76	76	76	84
Potencia instalada R.E.	5	5	6	7	8
LOLE horas/año	0,65	0,47	0,69	1,62	0,71
EDNS MWh/año	1,95	1,38	2,05	5,15	2,21
Punta MW	40,5	42,1	43,6	47,1	50,8
Disponibilidad Media MW	67,3	69,1	69,1	69,0	76,1

Figura 5.2.22. Evolución anual de los parámetros de cobertura en Ceuta y Melilla.
Fuente: REE y CNE.

Conforme a los resultados presentados, se confirma que los criterios probabilísticos de cobertura que establece el R.D. 1747/2003, es decir, el mantenimiento del LOLE por debajo de un valor anual de 2,4 horas/año, se incumplen en varios de los años de estudio en el Sistema de Ceuta, para los escenarios de demanda y entrada de generación analizados.

Considerando los anteriores datos aportados por el Operador del Sistema, podríamos elaborar según un criterio determinista los siguientes índices de cobertura como el cociente entre las previsiones de potencia instalada en régimen ordinario y las puntas de demanda previstas:

Índice de cobertura	2009	2010	2011	2012	2013
Ceuta	1,46	1,52	1,53	1,45	1,40
Melilla	1,88	1,81	1,74	1,61	1,65

Figura 5.2.23. Evolución de los índices de cobertura en Ceuta y Melilla
Fuente: REE y CNE.



6 LA UNIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA: LA RED DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	148
6.1 Previsiones de desarrollo y funcionamiento del sistema gasista en el periodo 2009 a 2013	148
6.1.1 Hipótesis de partida	148
6.1.1.1 Criterios de diseño de las infraestructuras gasistas.	148
6.1.1.2 Hipótesis de demanda de gas	149
6.1.1.3 Demanda de gas en tránsito.....	151
6.1.2 Infraestructuras de gas recogidas en la planificación.....	153
6.1.2.1 Infraestructuras a construir en el año 2009	153
6.1.2.2 Infraestructuras a construir en el año 2010	155
6.1.2.3 Infraestructuras a construir en el año 2011	156
6.1.2.4 Infraestructuras a construir en el año 2012	157
6.1.2.5 Infraestructuras a construir en el año 2013	158
6.1.2.6 Proyectos de infraestructuras a largo plazo más relevantes	158
6.1.3 Adecuación de las infraestructuras a la demanda.....	160
6.1.3.1 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2009	162
6.1.3.2 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2010	165
6.1.3.3 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2011	168
6.1.3.4 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2012	171
6.1.3.5 Análisis de vulnerabilidad N-1.	173
6.1.4 Capacidad de transporte del sistema. Seguridad de suministro.	176
6.1.5 Capacidad de almacenamiento del sistema.....	177
6.1.5.1 Capacidad de almacenamiento en tanques de GNL	178
6.1.5.2 Capacidad de almacenamiento del sistema en relación con la demanda 180	
6.1.5.3 Disponibilidad del gas almacenado como existencias de seguridad	182
6.1.6 Cobertura de la demanda en territorio peninsular con las infraestructuras previstas	183
6.1.7 Suministro de gas natural licuado en camiones cisterna.	186
6.1.8 Sistemas extrapeninsulares.	186
6.1.8.1 Canarias	186
6.1.8.2 Islas Baleares	187
6.1.9 Conclusiones sobre el funcionamiento del sistema gasista en el periodo 2009 – 2013	188
6.2 Previsiones de desarrollo y funcionamiento del sistema eléctrico en el periodo 2008 a 2013	190
6.2.1 Infraestructuras de transporte de energía eléctrica	192
6.2.2 Funcionamiento del sistema en el horizonte 2008-2013	239



6 LA UNIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA: LA RED DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

En este capítulo se analizan las previsiones de funcionamiento de los sistemas eléctrico y gasista a corto y medio plazo, teniendo en cuenta las hipótesis de demanda y las previsiones de desarrollo de infraestructuras de electricidad y gas indicadas en la planificación, así como la información sobre la evolución de los proyectos comunicada por los promotores de infraestructuras, analizando el grado de vulnerabilidad y proponiendo las recomendaciones necesarias para asegurar la cobertura del suministro de ambas fuentes de energía.

6.1 Previsiones de desarrollo y funcionamiento del sistema gasista en el periodo 2009 a 2013

6.1.1 Hipótesis de partida

6.1.1.1 Criterios de diseño de las infraestructuras gasistas.

El documento inicial de *“Planificación de los sectores de electricidad y gas, desarrollo de las redes de transporte 2002-2011”* definió la estrategia de desarrollo del sistema gasista español, con el objeto de asegurar la cobertura de la demanda de gas natural en condiciones adecuadas y a coste mínimo, garantizando la extensión del suministro a nuevas áreas geográficas.

Para alcanzar este objetivo, el documento de planificación añade nuevos criterios de diseño y de seguridad de las infraestructuras gasistas a los que recoge la Ley 34/1998 (diversificación de aprovisionamientos y existencias mínimas).

Estos criterios fueron matizados en el documento de Revisión de la Planificación para el periodo 2006-2011, aprobado en marzo de 2006, además de incorporar nuevas infraestructuras y actualizar las fechas de puesta en operación de aquellas infraestructuras del documento original pendientes de acometer.

El documento de *“Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte”*, aprobado en mayo de 2008, establece una nueva planificación que comprende los próximos diez años, teniendo como referencia los objetivos que a nivel de la Unión Europea se han fijado para el horizonte 2020. Como ya se planteó en la Revisión anterior, este documento incorpora las consideraciones derivadas de la Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética y sus Planes de Acción, los planes de Energías Renovables y de Asignación de CO₂, así como un capítulo dedicado a la planificación de las reservas estratégicas de productos petrolíferos.

El dimensionado de las infraestructuras de la Red Básica para atender toda la demanda de gas debe realizarse teniendo en cuenta criterios de cobertura de demanda que garanticen el suministro, no sólo en condiciones normales de operación y demanda, sino en condiciones particulares de demanda punta y ante fallos de infraestructuras, aprovisionamientos o para hacer frente a crecimientos de demanda superiores a las previstas.



En relación con los puntos de entrada del sistema, la planificación establece que la capacidad global de entrada al mismo debe ser suficiente para garantizar:

- La cobertura de la demanda convencional en situación de punta anual y, simultáneamente, la atención a todos los ciclos combinados necesarios para la cobertura de la demanda eléctrica.
- La cobertura, en caso de fallo total de cualquiera de las entradas, del 100% de la demanda convencional en situación de día laborable invernal excepto, en su caso, la demanda interrumpible existente, así como el suministro a un mínimo del 90% de los ciclos combinados considerados. Este criterio se denomina habitualmente funcionamiento del sistema en caso N-1.
- La existencia de una sobrecapacidad suficiente, en torno a un 10%, para asegurar la cobertura de la demanda ante la eventualidad de que la demanda de gas crezca a un ritmo superior al previsto.

La planificación contempla una distribución física de las entradas de gas adecuada al ámbito geográfico español que permita optimizar la distancia entre los puntos de entrada y las zonas de consumo, reduciendo la distancia media a recorrer por el gas natural y maximizando la capacidad de transporte del sistema.

En relación con el sistema de transporte, son necesarios mallados de la red que permitan mejorar la seguridad de suministro ante eventuales interrupciones de las entradas al sistema o problemas en el sistema de transporte, todo ello sin sobrecostes relevantes.

Con estos criterios de diseño, la planificación ha definido el conjunto de infraestructuras necesarias para cubrir la demanda prevista. A continuación se evalúa el comportamiento del sistema con estas infraestructuras, comparando el funcionamiento del sistema, año a año, con la demanda prevista, hasta la fecha final del horizonte temporal de este Informe Marco, es decir, el año 2013.

6.1.1.2 Hipótesis de demanda de gas

El escenario de demanda de gas anual que se considera en este capítulo se corresponde con el escenario probable descrito en el apartado 3, resumido en la figura 6.1.1. La demanda de ciclos combinados elegida es la correspondiente al escenario de ciclos más probable.

GWh	2009	2010	2011	2012	2013	Incremento medio [%]
Demanda Convencional	252.268	256.999	265.201	280.323	296.427	2,5%
Demanda generación eléctrica	149.817	147.421	149.250	156.882	161.478	-2,9%
C.T. Convencionales	2.558	2.358	2.158	1.959	1.760	-9,2%
C.T. Ciclo combinado	147.259	145.063	147.092	154.923	159.718	-2,9%
Total demanda	402.085	404.420	414.451	437.205	457.905	0,4%

Figura 6.1.1. Escenario probable de demanda anual. Fuente: CNE



La demanda que se utiliza para el dimensionamiento de infraestructuras de transporte es la demanda del día punta (figura 6.1.2). La demanda punta total ha sido calculada a partir de las previsiones de ENAGAS, así como de las diversas hipótesis expuestas en el capítulo 3.1 de este informe. Concretamente, en el caso del escenario central de demanda punta se toman en consideración los valores de punta probable total estimados por ENAGAS, mientras que, en el caso del escenario superior, se consideraba por un lado un factor de simultaneidad de ciclos del 88% (todos los ciclos instalados funcionamiento a plena carga durante 21 horas del día punta), y la demanda punta del mercado convencional tal como se describe en el capítulo 3.

GWh/día	2009	2010	2011	2012	2013
Escenario central demanda punta					
Convencional	1.075	1.097	1.131	1.169	1.210
Mercado eléctrico	905	995	998	1.083	1.121
TOTAL	1.980	2.092	2.129	2.252	2.331
Escenario superior demanda punta					
Convencional	1.148	1.172	1.200	1.241	1.284
Mercado eléctrico	881	1.023	1.038	1.101	1.195
TOTAL	2.029	2.195	2.238	2.342	2.479

Figura 6.1.2. Escenarios de demanda punta considerados. Fuente: CNE

La distribución prevista de ciclos combinados por Comunidades Autónomas, con la que se han realizado las simulaciones, sería la recogida en la figura 6.1.3. Al tratarse de una actividad liberalizada, esta previsión podría estar sujeta a diversas variaciones. De hecho, en el cuadro 6.1.3 se presenta el Escenario de implantación de ciclos previsto por ENAGAS, muy similar al Escenario Probable considerado en este Informe que recoge los proyectos con Autorización Administrativa y/o contrato de acceso a la red gasista firmado salvo en 2013, año en que el nivel de incertidumbre sobre la ejecución final de los proyectos es mayor.

Escenario ENAGAS	Nº de grupos instalados (*)				
	2009	2010	2011	2012	2013
Área Mediterráneo	22	25	25	25	25
Cataluña	7	10	10	10	10
Comunidad Valenciana	7	7	7	7	7
Baleares	0	0	0	0	0
Murcia	8	8	8	8	8
Área Ebro	15	15	15	15	15
Aragón	5	5	5	5	5
La Rioja	2	2	2	2	2
Navarra	3	3	3	3	3
País Vasco	5	5	5	5	5
Área Oeste de Haro	20	21	21	26	28
Galicia	3	3	3	3	3
Asturias	1	2	2	3	5
Cantabria	0	0	0	0	0
Castilla y León	0	0	0	2	2
Madrid	0	0	0	0	0
Castilla la Mancha	2	2	2	2	2
Andalucía	14	14	14	14	14
Extremadura	0	0	0	2	2
Baleares	0	2	2	3	3
Canarias	0	0	0	0	0
TOTAL	57	63	63	69	71

Figura 6.1.3. Escenarios de puesta en marcha de ciclos combinados considerados en las simulaciones del sistema.

Fuente: ENAGAS y CNE

(*) Incluye grupos con potencias dispares, en algunos casos diferentes a 400 MW. En el cuadro siguiente se especifica este mismo valor en relación al nº de grupos equivalentes de 400 MW.

Nº de grupos equivalentes de 400 MW	2009	2010	2011	2012	2013
Escenario ENAGAS	57	63	63	69	71
Escenario Probable Capítulo 3.1	55	64	65	69	75

Figura 6.1.4. Comparativa entre el escenario de ENAGAS y el Escenario Probable que recogía los proyectos con Autorización Administrativa y/o contrato de acceso a la red gasista firmado de puesta en marcha de ciclos, en nº de grupos equivalentes de 400 MW.

Fuente: ENAGAS y CNE

6.1.1.3 Demanda de gas en tránsito

El término gas en tránsito se aplica a aquellas cantidades de gas que entran en el sistema gasista español para ser transportadas a otros países conectados a las redes españolas.

En España existen actualmente en funcionamiento cinco conexiones internacionales por gasoducto, que conectan nuestro sistema gasista con Marruecos así como con los sistemas gasistas de Francia y Portugal, que podrían emplearse para el transporte de gas en tránsito. Estos gasoductos son las conexiones internacionales del Magreb, las de Badajoz y Tuy, que unen el sistema español y portugués, y las conexiones internacionales de Irún y Larrau, que unen nuestro sistema con el francés.

Este número se verá incrementado en un futuro próximo, dado que existen nuevos proyectos de interconexión a través de gasoducto con los países vecinos. Concretamente, en la actualidad está en construcción el gasoducto Medgaz, que une directamente la

Península con Argelia y se estima que entre en funcionamiento a partir del último trimestre de 2009¹. También está prevista la construcción de una nueva interconexión, el gasoducto de Midcat, que en un futuro podría canalizar gas en tránsito, al unir los sistemas gasistas francés y español a través de la zona oriental de los Pirineos catalanes.

Asimismo, se prevé el incremento de la capacidad de interconexión por los gasoductos existentes, tanto con Portugal como con Francia, a través de diversos proyectos distribuidos en varias etapas. En el caso de la interconexión con Portugal, el incremento previsto de capacidad es reducido, dado el buen nivel de interconexión con este país existente en la actualidad, si bien en el caso de Francia se estiman necesarios incrementos notables de la capacidad de las interconexiones, que redunden en la seguridad de suministro a ambos lados de la frontera y en la creación de un mercado regional de gas.

El sistema actual presenta tránsitos habituales de gas desde Marruecos hasta Portugal, así como tránsitos a Francia, de menor cuantía.

El tránsito hacia Portugal, desde Tarifa a Badajoz a través del gasoducto Al-Andalus y gasoducto de Extremadura, tiene un valor nominal de unos 89 GWh/día. Según estimaciones del Gestor, el factor de utilización se sitúa cercano al 100%, con un valor probable del 92%. Las entradas a España a través de la interconexión de Tuy dependerán notablemente de la regasificación en la planta de Mugaros, siendo su criterio de utilización la seguridad de suministro del sistema. En particular, durante 2008 no fue necesaria su utilización.

Los tránsitos hacia Francia se ajustarán a las conclusiones alcanzadas en el grupo de la Iniciativa Regional Sur, del ERGEG, en cuanto al desarrollo de nueva capacidad de interconexión y nuevos procedimientos de asignación de ésta. En fecha 27 de octubre de 2009 tuvo lugar la reunión del Implementation Group (IG) de dicha Iniciativa para decidir, a la vista de las peticiones de capacidad recibidas, las infraestructuras que debían construirse en el horizonte temporal de 2013. Finalmente, se llegó a un acuerdo sobre la ampliación de la capacidad en la interconexión de Larrau, que estaría disponible a partir del 1 de abril de 2013, contando ésta con una capacidad final de 165 GWh/día en ambos sentidos.

A continuación se muestra una tabla en la que se recogen los contratos de exportación vigentes a través de las interconexiones, dentro del horizonte temporal de este estudio.

GWh/día	2009	2010	2011	2012	2013
Larrau	35	54	54	54	3(*)
Irún	5	4	4	4	4
Badajoz	4	18	35	35	35
Tuy	0	0	0	0	0
TOTAL	44	75	93	93	42

Figura 6.1.5. Capacidades de exportación contratadas. Fuente: ENAGAS
(*) Esta cifra podrá verse incrementada, hasta un valor máximo de 165 GWh/día.

¹ La ventana de incorporación de MEDGAZ está definida por el periodo de seis meses comprendido entre octubre de 2009 y marzo de 2010.



6.1.2 Infraestructuras de gas recogidas en la planificación

En este apartado se recogen las infraestructuras a construir cada año durante el periodo 2009-2013, de acuerdo con la Planificación realizada por el Gobierno, indicando la fecha de puesta en marcha prevista. Se acompañan del grado de firmeza de los proyectos según la valoración del propio Ministerio, que lo divide en las siguientes categorías:

- **Categoría A.-** En la que se incluyen todos los proyectos aprobados sin ningún tipo de condicionante.
- **Categoría B.-** En la que se incluyen los proyectos que están condicionados al cumplimiento de algún hito para su aprobación definitiva. Estas infraestructuras pasarán de forma automática a tener la consideración de categoría “A” una vez se hayan verificado los condicionantes definidos como necesarios para su aprobación. Adicionalmente, la realización de una determinada infraestructura podrá tener la consideración de URGENTE cuando, por motivos de seguridad del sistema gasista o de necesidad de atención de determinadas demanda, sea necesario agilizar al máximo posible su autorización, construcción y puesta en operación.

No se recogen los ramales a ciclos combinados que, según indica la planificación, están condicionados a la construcción de los ciclos, ni tampoco los proyectos sin fecha de puesta en marcha en la planificación. Tampoco se incluyen los gasoductos de transporte secundario, al objeto de simplificar el estudio, si bien, al igual que el resto de infraestructuras de transporte, sí se realizará un seguimiento posterior de estos proyectos.

La mejor previsión de entrada en operación de un proyecto es la que puede ofrecer el promotor del mismo. Desde esta Comisión se publica anualmente el “Informe de Seguimiento de Infraestructuras referidas en el Informe Marco”, en el que los promotores de los distintos proyectos informan sobre las fechas en las que se obtienen distintos hitos relevantes en proyectos de estas características. Los sucesivos informes de Seguimiento de Infraestructuras se encuentran disponibles en la Web de esta Comisión: www.cne.es.

6.1.2.1 Infraestructuras a construir en el año 2009

En la figura 6.1.6 se recogen los proyectos de infraestructura previstos por sus promotores para el año 2009, o proyectos planificados para años anteriores cuya puesta en marcha se prevé en el presente año.



Plantas de regasificación				
Transportista	Instalación	Fecha puesta en marcha	Planificación	Grupo de planificación
ENAGAS	Barcelona			
	Regasificadora de Barcelona. Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar a 1.800.000 m3 (n)/h	2009		A
	Regasificadora de Barcelona. Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar a 1.950.000 m3 (n)/h	2009		A
	Cartagena			
	Regasificadora de Cartagena. Incremento de la capacidad de atraque hasta 250.000 m3 de GNL	2009		A
SAGGAS	Sagunto			
	Ampliación Planta de Sagunto hasta una capacidad de emisión de 1.200.000 m3(n)/h	2009		A
	3º tanque Planta Sagunto de 150.000 m3. Capacidad final de 450.000 m3 GNL	2009		A
	Regasificadora de Sagunto. Incremento de la capacidad de atraque hasta 260.000 m3 de GNL	2009		A
Red Básica de Gasoductos				
Instalación	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha puesta en marcha	Grupo de planificación
El Puerto de Santa María – Puerto Real – San Fernando – Acceso a Cádiz – Chiclana de la Frontera	25	12	2007	A
Marismas - Almonte	7	20	2009	B
Gasoducto de Baleares (tramo Submarino Denia - Ibiza - Mallorca)	267	20	2009	A Urgente
Gasoducto de Baleares (tramo Montesa – Denia)	65	24	2009	A Urgente
Lorca - Chinchilla	170	42	2009	A Urgente
Almería-Lorca	126	42	2009	A Urgente
Huerca-Overa-Guadix	114	16	2009	A
Corvera-Tamón	4	16	2009	A Urgente
Desdoblamiento Ramal a Campo de Gibraltar. Fase III	16,7	16	2009	A Urgente
Gallur - Tauste – Ejea	39	12	2008	A
Gasoducto insular Ibiza. Cala Gració-Ibiza-Central Térmica	16	10	2008	A Urgente
Gasoducto Insular Mallorca. Ca`s Tresorer-Son Reus	17	14	2008	A Urgente
Gasoducto Insular Mallorca. San Juan de Dios - Ca`s Tresorer	4	20	2008	A Urgente
Linares - Úbeda - Villacarrillo	55	8	2008	A
Otero de los Herreros - Ávila	49	12	2008	A
Segovia - Otero de los Herreros	22	12	2008	A
Lemona-Haro	92	26	2009	A
Ramal a Castellón	15	16	2009	A Urgente
Zaragoza - Calatayud	70	10	2008	A
Estaciones de compresión				
Instalación	Grupos	Potencia (kW)	Fecha puesta en marcha	Grupo de planificación
Nueva E.C. de Montesa	(2+1)	36.000	2009	A Urgente
Refuerzo E. de compresión de Haro	(1+1)	23.000	2009	A
Nueva E.C. de Navarra	(1+1)	38.000	2009	A Urgente
Conexión Internacional				
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha puesta en marcha	Grupo de planificación
Conexión Internacional de Medgaz. Infraestructuras asociadas (tramo submarino)	46	24	2009	A Urgente
Conexión internacional Frontera Francesa - Vielha	24	8	2009	A Urgente

Figura 6.1.6. Infraestructuras previstas para el año 2009



6.1.2.2 Infraestructuras a construir en el año 2010

En la figura 6.1.7 se recogen los proyectos de infraestructura previstos por sus promotores para el año 2010.

Plantas de regasificación			
Transportista	Instalación	Fecha puesta en marcha Planificación	Grupo de planificación
ENAGAS	Barcelona		
	7º tanque de 150.000 m ³	2010	A
	Incremento de la capacidad de atraque hasta 250.000 m ³ de GNL	2007	A
	Cartagena		
	5º tanque de 150.000 m ³	2010	A
	Huelva		
Incremento de la capacidad de atraque hasta 250.000 m ³ de GNL	2010	A	
5º tanque de 150.000 m ³	2010	A	

Red Básica de Gasoductos				
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha puesta en marcha Planificación	Grupo de planificación
Almería-Adra	51	20	2010	A
Baeza-Mancha Real	18	8	2010	A
Belmonte de Tajo-Morata de Tajuña-Arganda del Rey	32	20	2010	A
Segovia Norte	68	12	2008	A
Espera-Olas Cabezas-Lebrija	34	10	2008	A
Cártama-Rincón de la Victoria-Nerja	91	20	2010	A
Castropodame-Villafranca del Bierzo	30	30	2009	A
Duplicación Gasoducto Castelnou-Tivissa	91	26	2010	A Urgente
Duplicación Gasoducto Tivissa-Paterna	235	40	2010	A Urgente
Planta de Bilbao-Treto	45+8	26/12	2010	A Urgente
Gasoducto Vergara - Irún. Duplicación. Fase III - Villabona - Irún	32,8	26	2010	A Urgente
Villanueva del Arzobispo-Puente Génave	23	8	2010	A

Estaciones de compresión				
Instalación	Grupos	Potencia (kW)	Fecha puesta en marcha Planificación	Grupo de planificación
Nueva E.C. de Chinchilla	(2+1)	48.000	2010	A Urgente
E. de compresión de Denia	(2+1)	14.700	2009	A Urgente

Almacenamientos Subterráneos						
Instalación	Inyección Mm ³ (n)/día	Extracción Mm ³ (n)/día	Volumen Operativo Mm ³ (n)	Gas Colchón Mm ³ (n)	Fecha puesta en marcha Planificación	Grupo de planificación
Marismas (Fase II)	3,5	4,4	600	180	2010	A Urgente
Castor	8	25	1.300	600	2010	A Urgente

Figura 6.1.7. Infraestructuras previstas para el año 2010



6.1.2.3 Infraestructuras a construir en el año 2011

En la figura 6.1.8 se recogen los proyectos de infraestructura previstos para el año 2011.

Plantas de regasificación			
Transportista	Instalación	Fecha puesta en marcha Planificación	Grupo de planificación
ENAGAS	Barcelona		
	8º tanque de 150.000 m ³	2011	A
	Huelva		
	6º tanque B – GNL de 150.000 m ³	2011	B
	Ampliación emisión. Capacidad final de 1.500.000 m ³ (n)/h	2011	B
BBG	Musel		
	Capacidad de 800.000 m ³ (n)/h y 300.000 m ³ de GNL	2011	A
SAGGAS	Bilbao		
	Ampliación emisión. Capacidad final de 1.400.000 m ³ (n)/h	2011	B
SAGGAS	Sagunto		
	4º tanque GNL de 150.000 m ³	2011	A

Red Básica de Gasoductos				
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha puesta en marcha Planificación	Grupo de planificación
Algete – Yela	88	26	2011	A Urgente
Arrigorriaga – Lemona (43.X)	15	26	2011	B
Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	45+12	16/12	2011	A
Desdoblamiento gasoducto Bermeo – Lemona	32	24	2011	B
Desdoblamiento gasoducto interconexión Llanera – Otero	1	26	2011	A
Gasoducto a Besós	25	26	2011	A
Gasoducto al AASS de El Ruedo	3	24	2011	A
Gasoducto al AASS de Las Barreras	16	18	2011	A
Martorell – Figueras	165	36	2011	A
Musel – Llanera	16	30	2011	A
Ramal a CT de Granadilla	1	16	2011	A
Zarza de Tajo - Yela	100	30	2011	A

Almacenamientos Subterráneos						
Instalación	Inyección Mm³(n)/día	Extracción Mm³(n)/día	Volumen Operativo Mm³(n)	Gas Colchón Mm³(n)	Fecha puesta en marcha Planificación	Grupo de planificación
El Ruedo	0,5	0,5	90	90	2011	A
Las Barreras	1	0,8	72	48	2011	A

Figura 6.1.8. Infraestructuras previstas para el año 2011



6.1.2.4 Infraestructuras a construir en el año 2012

En la figura 6.1.9 se recogen los proyectos de infraestructura previstos para el año 2012.

Plantas de regasificación			
Transportista	Instalación	Fecha puesta en marcha	Planificación
BBG	Bilbao		
	Ampliación emisión. Capacidad final de 1.200.000 m ³ (n)/h	2012	A
	Tercer tanque GNL de 150.000 m ³	2012	A
SAGGAS	Sagunto		
	Ampliación emisión. Capacidad final de 1.400.000 m ³ (n)/h	2012	A
	5º tanque GNL de 150.000 m ³	2012	A
TGC	Tenerife		
	Capacidad de 150.000 m ³ (n)/h y 150.000 m ³ de GNL	2011	A

ENERGAS	Palos de la Frontera		
	Planta de Regasificación (Dimen. Inicial: Almacenamiento de 2X150.000 m ³ , y emisión en 72b de 600.000 m ³ (n)/h)	2010	(*)
(*) La planta de regasificación de ENERGAS se excluirá temporalmente de la obligación de permitir el acceso de terceros no participantes en el proyecto a la instalación, en los términos que se determinen de acuerdo a la legislación española y comunitaria y conforme a lo establecido en el apartado 5 del artículo 70 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del sector de Hidrocarburos, no se incluirá en el régimen retributivo del sector de gas natural en tanto no se dé cumplimiento a la obligación de permitir el acceso de terceros.			

Red Básica de Gasoductos				
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha puesta en marcha	Planificación
Duplicación Gasoducto Villapresente – Burgos	140	26	2012	A
Gasoducto Sur de Tenerife	22	16	2012	A
Gasoducto Norte de Tenerife	37	20	2012	A
Gasoducto Norte de Tenerife (2)	11	16	2012	A
Guitiriz – Lugo	30	30	2012	A Urgente
Nuevo gasoducto Tivissa – Arbós	90	30	2012	A
Ramal a CTCC de Candelaria	0,5	12	2012	A
Ramal a CTCC de Tirajana	3	14	2012	A
Villar de Arnedo – Castelnou	200	26	2012	A
Yela – Villar de Arnedo	251	30	2012	A

Estaciones de compresión				
Instalación	Grupos	Potencia (kW)	Fecha puesta en marcha	Planificación
Ampliación de la E. de compresión de Zaragoza	(3+1)	18.000	2012	A
E. de compresión de Villar de Arnedo	(2+1)	35.000	2012	A

Almacenamientos Subterráneos						
Instalación	Inyección Mm ³ (n)/día	Extracción Mm ³ (n)/día	Volumen Operativo Mm ³ (n)	Gas Colchón Mm ³ (n)	Fecha puesta en marcha	Planificación
Yela	10	15	1.050	900	2012	A Urgente

Figura 6.1.9. Infraestructuras previstas para el año 2012



6.1.2.5 Infraestructuras a construir en el año 2013

En la figura 6.1.10 se recogen los proyectos de infraestructura previstos para el año 2013.

Plantas de regasificación			
Transportista	Instalación	Fecha puesta en marcha Planificación	Grupo de planificación
ENAGAS	Musel		
	Ampliación emisión. Capacidad final de 1.000.000 m ³ (n)/h	2013	A
	Tercer tanque GNL de 150.000 m ³	2013	A
REGANOSA	Mugardos		
	Ampliación emisión. Capacidad final de 825.600 m ³ (n)/h	2013	A

Red Básica de Gasoductos				
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha puesta en marcha Planificación	Grupo de planificación
Castropodame - Zamora	170	30	2013	A
Zamora – Algete	270	32	2013	A
Burgos - Haro	71	26	2013	A
Gasoducto Norte de Gran Canaria	30/5,5	12/8	2013	A
Lugo – Villafranca del Bierzo	90	30	2013	A

Estaciones de compresión				
Instalación	Grupos	Potencia (kW)	Fecha puesta en marcha Planificación	Grupo de planificación
Ampliación de la E. de compresión de Algete	(2+1)	16.432	2013	A
Ampliación de la E. de compresión de Zamora	(3+1)	16.840	2013	A
Ampliación de la E. de compresión de Haro	(2+1)	34.500	2013	A

Figura 6.1.10. Infraestructuras previstas para el año 2013

6.1.2.6 Proyectos de infraestructuras a largo plazo más relevantes

El documento de “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016” recoge la propuesta de desarrollo de infraestructuras de la red básica a acometer desde el año 2008 a 2016. Los grandes proyectos de infraestructuras considerados dentro del horizonte temporal de este informe son los siguientes:

- **Eje Sureste. Conexión del gasoducto Medgaz con el Eje Transversal.** El proyecto Medgaz, de conexión submarina entre Argelia y España por Almería, tiene una longitud aproximada de 200 km, alcanzando en su recorrido profundidades entorno a los 2.000 m. Su capacidad inicial será de unos 300 GWh/día (8 bcm/año). Actualmente está en fase de construcción y se prevé que entre en funcionamiento antes de marzo de 2010.

Las infraestructuras a construir en la península, destinadas a la conexión de este gasoducto con el sistema gasista son los tramos Almería – Lorca y Lorca – Chinchilla, junto con la estación de compresión de Chinchilla. A partir de su puesta en marcha, el sistema contará con una nueva y significativa entrada, que dará lugar a un incremento de los suministros en forma de gas natural.

- **Refuerzo del Eje Levante y nudo Tivissa.** Éste consta de las siguientes infraestructuras: duplicaciones de los gasoductos Tivissa – Castelnou, Paterna – Tivissa y Barcelona – Arbós y triplicación del gasoducto Tivissa- Arbós.

El refuerzo de este Eje contribuirá a mejorar la seguridad de suministro en el área del Eje del Ebro y a incrementar la capacidad de evacuación hacia dicha zona desde el Eje del Levante, descongestionando éste. Asimismo posibilitará la cobertura de la demanda en caso de vulnerabilidad N-1 por fallo de alguna de las plantas de GNL conectadas a él, Barcelona, Sagunto o Cartagena.

- **Refuerzo del Eje Central.** Éste consta de los gasoductos Zarza de Tajo – Yela, Yela - Villar de Arnedo y de la estación de compresión de Villar de Arnedo, así como del propio almacenamiento de Yela y de la conexión de éste por gasoducto hasta Algete. Permitirán comunicar el almacenamiento de Yela con el sistema y conectar las zonas gasista Centro y Valle del Ebro, incrementando de forma notable la capacidad de vehiculación de gas dirección sur – norte y disminuyendo, por tanto, las probabilidad de que se produzcan situaciones de congestión por falta de capacidad de transporte. En particular, se verán ampliadas significativamente las posibilidades de exportación de gas hacia Francia, procedente de entradas situadas en la zona sur, por ejemplo, de la interconexión Medgaz.
- **Almacenamientos subterráneos,** el desarrollo de nuevas capacidades es fundamental para satisfacer las necesidades existentes por la práctica dependencia de aprovisionamientos de gas natural del exterior, así como por la obligación legalmente establecida del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

Durante el horizonte temporal de este estudio se prevén tanto ampliaciones de los almacenamientos subterráneos existentes, como la entrada en funcionamiento de nuevos almacenamientos o la adecuación de yacimientos agotados como almacenamientos.

Cabe indicar que la mayoría de los proyectos contemplados en el documento de Planificación 2002-2011 y en su posterior Revisión han ido acumulando retrasos, de modo que, según las previsiones de la nueva versión de la Planificación, la adecuación del yacimiento de Marismas (Fase II) se retrasan un año, Poseidón, Gaviota y Reus no disponen de una fecha prevista de puesta en marcha y Castor y Yela se retrasan uno y tres años, no estando disponibles hasta 2010 y 2012, respectivamente. No obstante, de acuerdo con las últimas previsiones de sus promotores, estos proyectos se ven retrasados nuevamente.

Por otro lado, la Planificación 2008-2016 recoge nuevos proyectos de almacenamiento subterráneo, como los denominados Las Barreras o El Ruedo, que de acuerdo con la empresa promotora de su desarrollo, los estudios de viabilidad técnica de ambos proyectos han dado resultados positivos.

- **Gasificación de las Islas Canarias.** Se prevé la construcción de dos plantas de regasificación que, junto con sus infraestructuras asociadas permitirán la introducción del gas natural en las islas. Ambas plantas están calificadas en el documento de Planificación como A, y se situarán en la Isla de Gran Canaria y en la Isla de Tenerife. Las fechas de entrada en operación de las mismas serán, de acuerdo con las últimas previsiones, 2012 para la de Tenerife y 2013 para la de Gran Canaria, si bien en el documento de planificación anterior estaban previstas para 2010 y 2009 respectivamente.
- **Planta de regasificación de Gijón,** ubicada en el Puerto del Musel, cuya entrada en operación está prevista para el año 2011. Dicha planta incrementará las entradas de gas a través de la cornisa cantábrica, contribuirá a una distribución más homogénea de los puntos de entrada al sistema y hará posible que se reduzca la distancia entre las zonas de consumo y los puntos de suministro. Además, facilitaría el suministro de las nuevas centrales de ciclo combinado previstas en dicho área.

Otra de las consecuencias positivas de esta planta sería que, junto al refuerzo del Eje Norte, incrementaría la seguridad del suministro en la cornisa cantábrica en una situación de vulnerabilidad (N-1) por fallo de una de las plantas situadas en la misma (Bilbao, Gijón y Mugaros).

6.1.3 Adecuación de las infraestructuras a la demanda

Una vez apuntadas las infraestructuras previstas para cada año del periodo de estudio de este Informe Marco, de acuerdo con el documento de Planificación, en este apartado se recoge la capacidad de las mismas y se enfrenta a la demanda horaria punta prevista en cada año, extrayendo conclusiones acerca del grado de cobertura del sistema.

Se incluyen las simulaciones del funcionamiento del sistema gasista con el escenario de demanda alto y las infraestructuras disponibles cada año. Las simulaciones han sido facilitadas por ENAGAS, en su papel de Gestor Técnico del Sistema.

Cada año se consideran todas las infraestructuras que van a estar disponibles a lo largo del año hasta diciembre, de forma que las simulaciones realizadas pueden considerarse como representativas del invierno que comienza a finales de ese año. Así cuando nos referimos, por ejemplo, al año 2009, puede entenderse que las simulaciones representan el invierno 2009/10.

La utilización final de las infraestructuras de entrada dependerá del comportamiento de los distintos actores que cuentan con capacidad contratada en el sistema, si bien el Gestor podría intervenir si se produjese alguna situación de carácter excepcional, en aras de la seguridad de suministro. En particular, la emisión de cada punto de entrada se basa en las siguientes hipótesis:

- Las conexiones internacionales se han considerado en las simulaciones en base a la capacidad contratada por los agentes, tanto de entrada como de salida, en el mes de diciembre de cada año. En el caso particular de la interconexión de Larrau también se han tenido en cuenta las entradas mínimas invernales necesarias hasta la fecha eliminación de esta restricción, en 2010. No obstante, para el cálculo de los índices de cobertura del Sistema se ha tenido en cuenta la capacidad nominal de estas infraestructuras, teniendo en cuenta la información que publican los transportistas propietarios de las mismas.
- Las entradas desde los almacenamientos subterráneos se han considerado al máximo de su capacidad de extracción durante los años 2009 y 2010. A partir de 2011 se han considerado al 70% del máximo de su capacidad de extracción.
- En el caso de las plantas de regasificación, el criterio mantenido en el reparto de entradas de GNL está basado en la contratación actual en plantas y conexiones internacionales. Dado que la contratación actual no cubre la punta prevista, se han completado las entradas buscando optimizar el funcionamiento de la red de transporte, es decir, el que supone el mínimo transporte de gas, mínimos autoconsumos de estaciones de compresión y producciones dentro de los mínimos y máximos de las plantas, dentro del intervalo de los rangos admisibles. No obstante, otras muchas soluciones son posibles. Para el cálculo de los índices de cobertura se ha considerado la capacidad nominal de las plantas.

En relación con la demanda punta utilizada en el cálculo del grado de cobertura, se ha tenido en cuenta tanto la demanda nacional como la demanda externa que será suministrada desde nuestro Sistema, calculada ésta a partir de los contratos de exportación existentes en el momento actual.

Las simulaciones se han realizado en régimen estático, por lo que no se ha tenido en cuenta la posible variación del almacenamiento operativo en gasoductos. Esto es una hipótesis conservadora, ya que en el pasado, a modo de ejemplo, en la punta que tuvo lugar el 30 de enero de 2007, el gas en gasoductos contribuyó a la cobertura de la demanda con 24 GWh, que supuso un 1,5% de ésta.

La limitación Sur- Levante a la que se hace mención en los siguientes apartados se refiere al volumen máximo de gas que son capaces de emitir los puntos de entrada al sistema en ambas zonas y que, a su vez, la red de gasoductos es capaz de transportar evacuando gas a las zonas limítrofes.

Cabe señalar que, cuando existen varios puntos de entrada que vierten en un mismo eje de transporte, la cifra conjunta sobre capacidad transportable tiene un mayor significado que los datos por puntos de entrada, que tienen un carácter más orientativo, dada la incertidumbre sobre el comportamiento futuro de los usuarios.

Estos criterios deben ser flexibles al objeto de garantizar la seguridad en el funcionamiento del sistema y mantener presiones de garantía acordes con las publicadas en las NGTS.

6.1.3.1 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2009

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.10), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema (figura 6.1.11) y los índices de cobertura en cada uno de los escenarios (figura 6.1.12).

2009		
	GWh/día	Nº grupos CC
Escenario central demanda punta		
Convencional	1.075	
Mercado eléctrico	905	55 (*)
TOTAL	1.980	55
Escenario superior demanda punta		
TOTAL	2.029	55

Figura 6.1.10. Demanda punta prevista para el año 2009. Fuente: CNE

(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW. No coincide con el nº indicado en la simulación del Gestor (61) porque éste ha tenido en cuenta el número de grupos total, con independencia de su potencia instalada. En todo caso, ambos escenarios de ciclos son idénticos.

2009	Capacidad Nominal/ (Contractual) GWh/día	Capacidad transportable GWh/día	Observaciones a la cap. transportable
Pl. Barcelona	573	573	-
Pl. Cartagena	402	1.347	Limitación Sur – Levante al 92% de la capacidad conjunta de los 7 puntos de entrada
Pl. Sagunto	347		
Pl. Huelva	402		
Tarifa	355 / (305)		
Badajoz	105 / (8)		
Yacimientos Nac.			
Medgaz			
Pl. Bilbao	229	229	-
Pl. Mugarodos	127	127	-
Larrau	100 / (93)	93	-
Tuy	12 / (0)		-
Irún			-
Almacenamientos	105	145 / 105	-
TOTAL	2.756	2.474	

Figura 6.1.11. Capacidad de los medios de producción para el año 2009. Fuente: GTS y CNE.



Demanda - Escenario central		Demanda - Escenario superior	
Convencional	1.075	Convencional	1.148
Sector eléctrico	905	Sector eléctrico	881
TOTAL E. Central	1.980	TOTAL E. Central	2.029
Exportaciones previstas	105	Exportaciones previstas	105
TOTAL SALIDAS	2.085	TOTAL SALIDAS	2.134

Índices de cobertura (IC)			
IC con capacidad transportable	1,19	IC con capacidad transportable	1,16
IC con capacidad nominal	1,32	IC con capacidad nominal	1,29

Figura 6.1.12. Índices de cobertura en los escenarios de demanda punta central y superior previstos para el año 2009.

Fuente: GTS y CNE.

En la figura 6.1.13 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2009, de acuerdo con el escenario probable propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (57 grupos equivalentes de 400 MW). En esta simulación aportada por el GTS, se ha supuesto un índice de simultaneidad de funcionamiento de ciclos combinados del 88%, que responde al funcionamiento a plena carga de todos los ciclos combinados durante 21 horas del día punta y a los requerimientos de potencia punta de esta tecnología estimados por REE, según ha informado el GTS.

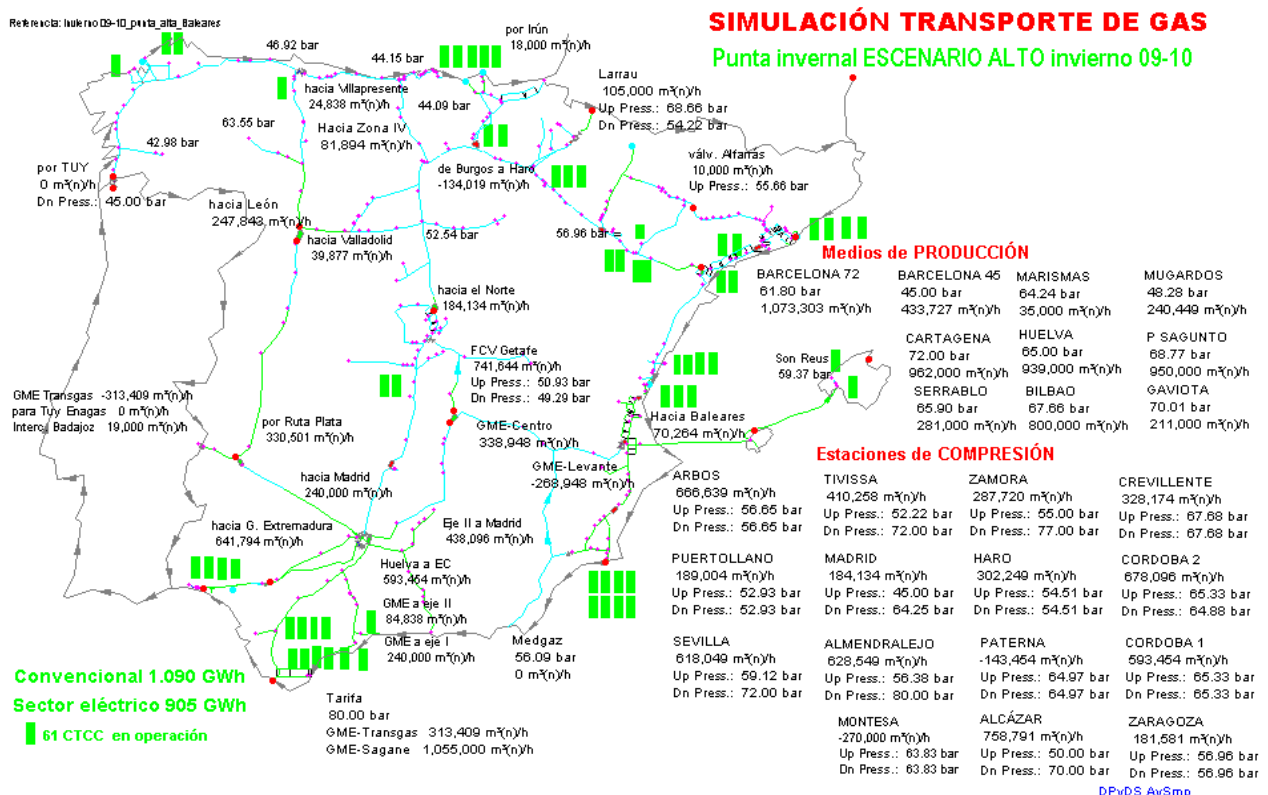


Figura 6.1.13. Funcionamiento del sistema en el año 2009 con el escenario alto de demanda punta.
Fuente: GTS

Tal y como se desprende de la figura 6.1.12, el sistema estaría en condiciones de atender la demanda punta prevista en este Informe Marco, con un margen de cobertura del 19%, si se tiene en cuenta la capacidad vehiculación de gas que tiene la red de gasoductos y que condiciona las capacidades de emisión de los puntos de entrada. En el supuesto de que el sistema contase con las infraestructuras necesarias para transportar toda la capacidad de entrada instalada, el margen de cobertura habría sido aún superior, concretamente de un 32%.

Con la entrada en operación, en noviembre de 2008, de la duplicación del gasoducto Barcelona – Arbós, se reducen las limitaciones en este tramo y en la capacidad transportable a la red de 72 bar de la planta de Barcelona .

En relación con las restricciones apuntadas en informes anteriores relativas a las limitaciones de las entradas situadas en el Eje del Levante, con la puesta en marcha del eje Transversal deja de restringirse la posibilidad de emisión simultánea de las plantas de Cartagena y Sagunto. No obstante, a pesar de que este nuevo gasoducto mejora considerablemente las condiciones de transporte de gas entre las zonas este y sur de la península, sigue existiendo aún una limitación de la capacidad de transporte desde el sur hacia el norte. Esta limitación se calcula a partir de una combinación de múltiples factores, entre los que cabe citar la demanda convencional máxima de las zonas, la demanda de los ciclos instalados y previstos, la capacidad máxima de evacuación por las estaciones de compresión de Algete, Almendralejo y Tivissa, así como de transporte de los gasoductos asociados, las exportaciones contratadas por la interconexión de Badajoz y la inyección en los yacimientos de Marismas, Palancares y Poseidón.

A lo largo del mes de agosto de 2009 entraron también en servicio el gasoducto Lemona-Haro y la ampliación de la estación de compresión de Haro. Con la entrada en funcionamiento de estas infraestructuras disminuye el requisito de entradas mínimas a través de la conexión internacional de Larrau, que pasa a ser de 40 a 20 GWh/día en verano y de 50 a 30 GWh/día en invierno. Asimismo, se elimina la limitación en las producciones máximas simultáneas de la planta de Bilbao y del almacenamiento subterráneo de Gaviota.

A finales del mes de septiembre de 2009 se puso en marcha el gasoducto de interconexión entre la península y las islas de Ibiza y Mallorca, que permite la gasificación y el suministro de los ciclos combinados y centrales bicomcombustibles situados en ellas. Esta circunstancia ha sido recogida en la simulación del Gestor para este año, que incluye el consumo punta debido a ciclos combinados situados en el archipiélago balear por un valor de 20 GWh/día.

Hasta la puesta en marcha completa de la duplicación del gasoducto Vergara – Irún (primera y segunda fases finalizadas; fase III prevista para finales de 2009), la capacidad de transporte de este gasoducto es limitada. Además, la capacidad de exportación o importación a través de esta conexión internacional de gas dependerá de los desarrollos de infraestructuras en el lado francés.

El gasoducto Castropodame-Villafranca del Bierzo, previsto inicialmente en la Planificación para el año 2009, sería necesario para el suministro de los ciclos que finalmente se instalen en este ramal. Tras la puesta en marcha de los ciclos de Compostilla el gasoducto Lugo – Villafranca del Bierzo resolvería la saturación del ramal Castropodame-Villafranca del Bierzo, pero si se retrasa, el ramal a Villafranca del Bierzo continuaría saturado, pudiendo existir restricciones al suministro de los ciclos mencionados.



En consecuencia con los hechos y supuestos descritos anteriormente, teniendo en cuenta las instalaciones y presupuestos de demanda punta considerados, se podría atender toda la demanda convencional y de ciclos combinados, bajo el escenario central de demanda punta.

Por otro lado, bajo el supuesto del escenario superior de demanda punta, la capacidad nominal de entrada al sistema permitiría cubrir ésta con un margen del 29%, si bien teniendo en cuenta la capacidad transportable reflejada en la figura 6.1.11, este margen se vería reducido hasta el 16%, suficiente aún para cubrir la demanda punta prevista en el escenario superior.

Se aprecian unos índices de cobertura holgados, incluso en el escenario superior de demanda punta, sin tener en cuenta la nueva interconexión del gasoducto MEDGAZ. Por lo tanto, un posible retraso en la puesta en marcha de éste, hasta principios del año siguiente, tendría un impacto probablemente leve sobre el sistema, a efectos de la seguridad de suministro, dado el margen de capacidad de producción y transporte existente.

6.1.3.2 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2010

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.14), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema (figura 6.1.15) y los índices de cobertura en cada uno de los escenarios (figura 6.1.16).

2010		
	GWh/día	Nº grupos C
Escenario central demanda punta		
Convencional	1.097	
Mercado eléctrico	995	63 (*)
TOTAL	2.092	63
Escenario superior demanda punta		
TOTAL	2.195	64

Figura 6.1.14. Demanda punta prevista para el año 2010. Fuente: CNE

(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW. No coincide con el nº indicado en la simulación del Gestor (65) porque éste ha tenido en cuenta el número de grupos total, con independencia de su potencia instalada. En todo caso, ambos escenarios de ciclos son idénticos.

2010	Capacidad Nominal/ (Contractual) GWh/día	Capacidad transportable (GWh/día)	Observaciones a la cap. transportable
Pl. Barcelona	573	573	2.015 Nueva Limitación Sur – Mediterráneo al 88% de la capacidad conjunta de los 8 puntos de entrada
Pl. Cartagena	402	1.607 Limitación Sur – Levante al 94% de la capacidad conjunta de los 7 puntos de entrada	
Pl. Sagunto	347		
Pl. Huelva	402		
Tarifa	355 / (298)		
Badajoz	105 / (0)		
Yacimientos Nac.	-		
Medgaz	266		
Pl. Bilbao	229	229	-
Pl. Mugardos	127	127	-
Larrau	100 / (93)	93	-
Tuy	12 / (0)		-
Irún	-		-
Almacenamientos	105	145 / 105	-
TOTAL	3.023	2.569	

Figura 6.1.15. Capacidad de los medios de producción para el año 2009. Fuente: GTS y CNE.

Demanda - Escenario central		Demanda - Escenario superior	
Convencional	1.097	Convencional	1.172
Sector eléctrico	995	Sector eléctrico	1.023
<i>TOTAL E. Central</i>	<i>2.092</i>	<i>TOTAL E. Central</i>	<i>2.195</i>
Exportaciones previstas	93	Exportaciones previstas	93
<i>TOTAL SALIDAS</i>	<i>2.185</i>	<i>TOTAL SALIDAS</i>	<i>2.288</i>
<i>Índices de cobertura (IC)</i>			
IC con capacidad transportable	1,18	IC con capacidad transportable	1,12
IC con capacidad nominal	1,38	IC con capacidad nominal	1,32

Figura 6.1.16. Índices de cobertura en los escenarios de demanda punta central y superior previstos para el año 2010. Fuente: GTS y CNE.

En la figura 6.1.17 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2010, de acuerdo con el escenario alto propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (63 grupos equivalentes de 400 MW, con un índice de simultaneidad del 88%).

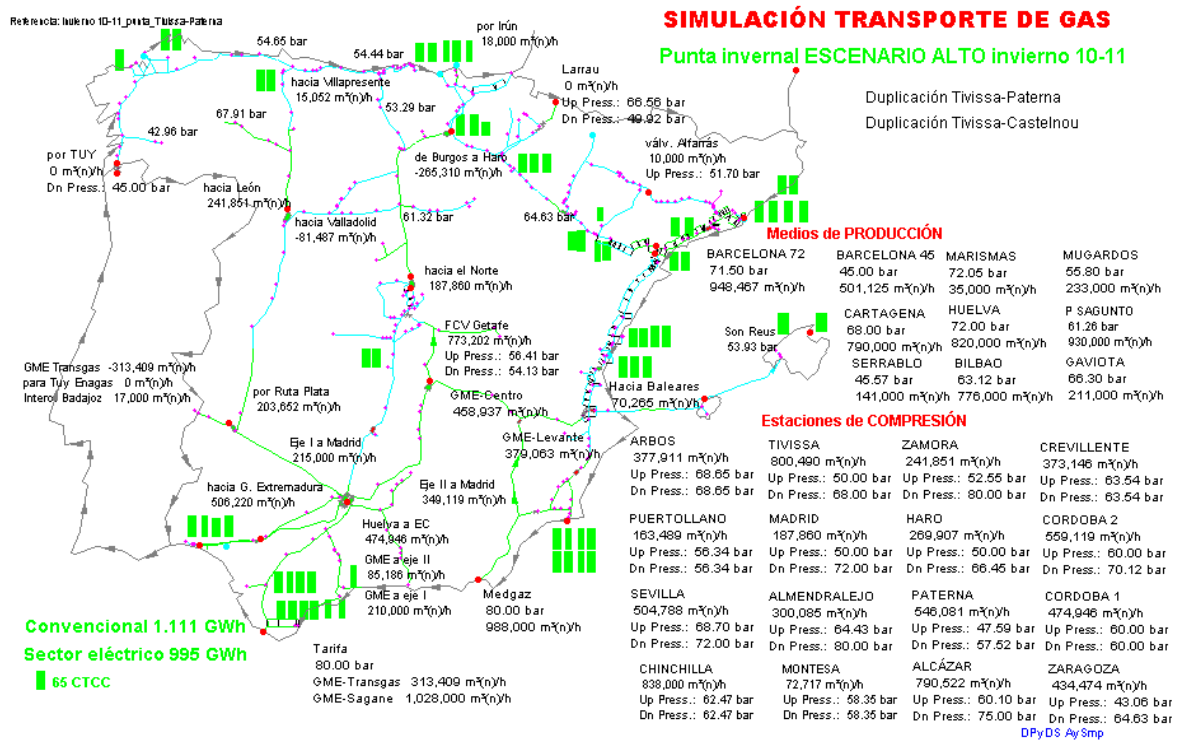


Figura 6.1.17. Funcionamiento del sistema en el año 2010 con el escenario de demanda punta alto por el Gestor Técnico del Sistema. Fuente: GTS

De acuerdo con la figura 6.1.15, el sistema presenta una capacidad nominal de entrada de 3.023 GWh/día, si bien la demanda punta atendida podría verse reducida hasta 2.569 GWh/día, teniendo en cuenta las restricciones que impone el sistema de transporte a dicha capacidad nominal². Por tanto, con la demanda punta prevista en el escenario central, existiría un margen de cobertura del 38%, si solo se tiene en cuenta la capacidad de emisión de los diferentes puntos de entrada a la red de transporte, y del 18% si se tiene en cuenta también la capacidad de vehiculación de gas que tiene la red de gasoductos y que condiciona las capacidades de emisión de los puntos de entrada.

Con la incorporación, en 2010, de la duplicación del gasoducto Tivissa-Paterna se incrementará de forma notable la capacidad conjunta de transporte desde las zonas del sur-levante. De esta forma, los puntos de entrada de dichas zonas, que comprenden las interconexiones de Badajoz, MEDGAZ y Tarifa, las plantas de Huelva, Cartagena y Sagunto, así como el futuro almacenamiento subterráneo de Castor, serán altamente intercambiables con la producción de la planta de regasificación de Barcelona. Todo ello, incluso teniendo en cuenta la incorporación de la demanda del archipiélago balear y los nuevos ciclos previstos en el sur. Asimismo, la estación de compresión de Chinchilla, prevista también para este año, permitiría optimizar la gestión del Eje Transversal y, por lo tanto, el gas procedente de MEDGAZ, por lo que un posible retraso impactaría en este sentido.

² Según los datos aportados por el Gestor, la capacidad transportable varía en función del escenario de demanda considerado. A efectos de este estudio, para cada año se ha considerado exclusivamente la capacidad transportable en el escenario de demanda punta probable de dicho año, criterio conservador, dado que ésta capacidad es inferior a la transportable en escenarios más altos de demanda.

De este modo, surge una nueva limitación, denominada Sur-Mediterráneo por el Gestor Técnico del Sistema, que engloba al conjunto de las entradas mencionadas en el párrafo anterior la planta de Barcelona. Esta limitación supone una capacidad transportable del 88% de la capacidad conjunta del conjunto de las entradas consideradas.

Un hipotético retraso en la duplicación de los gasoductos Tivissa-Paterna y Castelnou-Tivissa tendría impacto en la cobertura de vulnerabilidad N-1 de la planta de Barcelona, ya que no podría evacuarse la producción del área de Levante y Valle del Ebro necesaria para dar cobertura a la demanda de la zona de Cataluña. Además, el gasoducto Tivissa-Paterna, junto con el eje Transversal, es esencial para solucionar las restricciones al transporte en el eje del Levante. Estos gasoductos incrementan también el mallado de la red, permitiendo evacuar mayor producción de los puntos de entrada de la zona del sur y Mediterráneo.

En el caso de la interconexión de Larrau, según los estudios realizados en el ámbito de trabajo de la Iniciativa Regional Sur del ERGEG, a partir de este año se eliminarían los requerimientos de entradas mínimas a través de dicha interconexión, siendo posible también el uso de la misma como salida de gas hacia el país vecino. Por ello, en adelante es preciso ser consciente de la posible utilización de la interconexión de Larrau, bien como entrada o bien como salida, en función de las decisiones que adopten los distintos agentes del mercado.

Bajo el supuesto del escenario superior de demanda punta, la capacidad nominal de entrada al sistema permitiría cubrir ésta con un margen del 32%, aunque teniendo en cuenta la capacidad transportable reflejada en la figura 6.1.15, el margen se reduciría pero seguiría teniendo cierto grado de holgura, concretamente el 12%.

6.1.3.3 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2011

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.18), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema (figura 6.1.19) y los índices de cobertura en cada uno de los escenarios (figura 6.1.20).

2011		
	GWh/día	Nº grupos CC
Escenario central demanda punta		
Convencional	1.131	
Mercado eléctrico	998	63 (*)
TOTAL	2.129	63
Escenario superior demanda punta		
TOTAL	2.238	65

Figura 6.1.18. Demanda punta prevista para el año 2011. Fuente: CNE
(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW.

2011	Capacidad Nominal/ (Contractual) GWh/día	Capacidad transportable (GWh/día)	Observaciones a la cap. transportable
Pl. Barcelona	573	573	2.010 <i>Nueva Limitación Sur – Mediterráneo al 84% de la capacidad conjunta de los 9 puntos de entrada</i>
Pl. Cartagena	402	1.648 <i>Limitación Sur – Levante al 91% de la capacidad conjunta de los 8 puntos de entrada</i>	
Pl. Sagunto	353		
AS Castor			
Pl. Huelva	402		
Tarifa	355 / (305)		
Badajoz	101		
Yacimientos Nac.	-		
Medgaz	266 / (260)		
Pl. Bilbao	239	239	-
Pl. Mugaros	123	123	-
Pl. Musel	-		
Larrau	100	100	-
Tuy	12 / (0)		-
Irún	-		-
Almacenamientos	149	149	-
TOTAL	3.075	2.621	

Figura 6.1.19. Capacidad de los medios de producción para el año 2011. Fuente: GTS y CNE.

Demanda - Escenario central		Demanda - Escenario superior	
Convencional	1.131	Convencional	1.200
Sector eléctrico	998	Sector eléctrico	1.038
<i>TOTAL E. Central</i>	<i>2.129</i>	<i>TOTAL E. Central</i>	<i>2.238</i>
Exportaciones previstas	89	Exportaciones previstas	89
<i>TOTAL SALIDAS</i>	<i>2.218</i>	<i>TOTAL SALIDAS</i>	<i>2.327</i>
<i>Índices de cobertura (IC)</i>			
IC con capacidad transportable	1,18	IC con capacidad transportable	1,13
IC con capacidad nominal	1,39	IC con capacidad nominal	1,32

Figura 6.1.20. Índices de cobertura en los escenarios de demanda punta central y superior previstos para el año 2011. Fuente: GTS y CNE.

En la figura 6.1.21 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2011, de acuerdo con el escenario alto propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (65 grupos equivalentes de 400 MW, con un índice de simultaneidad del 98%).

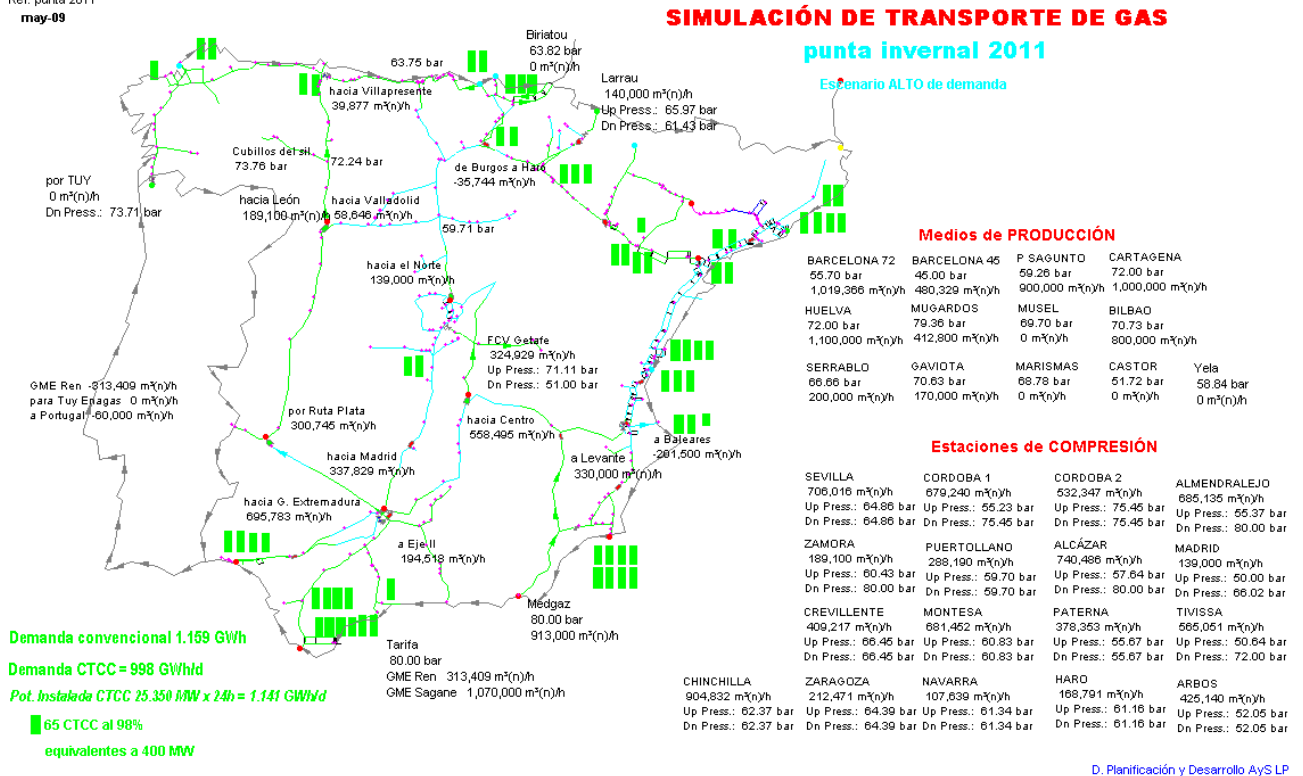


Figura 6.1.21. Funcionamiento del sistema en el año 2011 con el escenario de demanda punta alto por el Gestor Técnico del Sistema. Fuente: GTS

En la simulación del Gestor Técnico del Sistema se indica que el sistema podría atender 2.621 GWh/día de demanda punta (capacidad transportable). Por tanto, con la demanda prevista en el escenario central, existiría un margen de cobertura de la demanda del 39% si se tiene en cuenta la capacidad nominal de emisión de los diferentes puntos de entrada a la red de transporte, y del 18% si se tiene en cuenta la capacidad de vehiculación de gas que tiene la red de gasoductos y que condiciona las capacidades de emisión de los puntos de entrada. En este último caso, se observa que los márgenes de cobertura permanecen constantes respecto del ejercicio anterior.

Es preciso apuntar que la finalización, durante 2011, de los gasoductos Algete – Yela y Yela - Zarza de Tajo debería coordinarse con la construcción del almacenamiento subterráneo de Yela, ya que un posible retraso podría afectar al comienzo del ciclo de inyección de Yela.

De acuerdo con el escenario superior de demanda punta y las infraestructuras consideradas en la simulación, la capacidad nominal de entrada al sistema permitiría cubrir ésta con un margen del 32%, que se vería reducida hasta el 13% de tener en cuenta exclusivamente la capacidad transportable, reflejada en la figura 6.1.20. De nuevo, el margen de cobertura en este año es significativamente elevado, incluso en el escenario de demanda punta superior.

Cabe añadir que, a la hora de realizar las simulaciones correspondientes a este periodo, el Gestor Técnico del Sistema ha considerado un escenario de demanda punta aún más pesimista que el consignado en el cuadro 6.1.2, al tener en cuenta el funcionamiento simultáneo de todos los ciclos combinados previstos para 2011 durante prácticamente las 24 horas del día punta (factor de simultaneidad del 98%). Según se aprecia en la figura

6.1.21, con las infraestructuras previstas el sistema gasista estaría, incluso en este caso, en condiciones de suministrar la totalidad de la demanda, con un margen de cobertura del 10%.

6.1.3.4 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2012

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.22), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema (figura 6.1.23) y los índices de cobertura en cada uno de los escenarios (figura 6.1.24).

2012		
	GWh/día	Nº grupos CC
Escenario central demanda punta		
Convencional	1.169	
Mercado eléctrico	1.083	69 (*)
TOTAL	2.252	69
Escenario superior demanda punta		
TOTAL	2.342	69

Figura 6.1.22. Demanda punta prevista para el año 2012. Fuente: CNE
(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW.

2012	Capacidad Nominal/ (Contractual) GWh/día	Capacidad transportable (GWh/día)	Observaciones a la cap. transportable
Pl. Barcelona	573	573	2.034 <i>Nueva Limitación Sur – Mediterráneo al 80% de la capacidad conjunta de los 9 puntos de entrada</i>
Pl. Cartagena	402	1.693 <i>Limitación Sur – Levante al 86% de la capacidad conjunta de los 8 puntos de entrada</i>	
Pl. Sagunto	353		
AS Castor	142		
Pl. Huelva	402		
Tarifa	355 / (305)		
Badajoz	101		
Yacimientos Nac.	-		
Medgaz	266 / (260)		
Pl. Bilbao	239		239
Pl. Mugaridos	123	123	-
Pl. Musel	228		
Larrau	100	100	-
Tuy	12 / (0)		-
Irún	-		-
Almacenamientos	149	149	-
TOTAL	3.445	2.872	

Figura 6.1.23. Capacidad de los medios de producción para el año 2012. Fuente: GTS y CNE.



Demanda - Escenario central		Demanda - Escenario superior	
Convencional	1.169	Convencional	1.241
Sector eléctrico	1.083	Sector eléctrico	1.101
TOTAL E. Central	2.252	TOTAL E. Central	2.342
Exportaciones previstas	89	Exportaciones previstas	89
TOTAL SALIDAS	2.341	TOTAL SALIDAS	2.431

Índices de cobertura (IC)			
IC con capacidad transportable	1,23	IC con capacidad transportable	1,18
IC con capacidad nominal	1,47	IC con capacidad nominal	1,42

Figura 6.1.24. Índices de cobertura en los escenarios de demanda punta central y superior previstos para el año 2012. Fuente: GTS y CNE.

En la figura 6.1.25 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2012, de acuerdo con el escenario alto propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (69 grupos equivalentes de 400 MW, con un índice de simultaneidad del 93%).

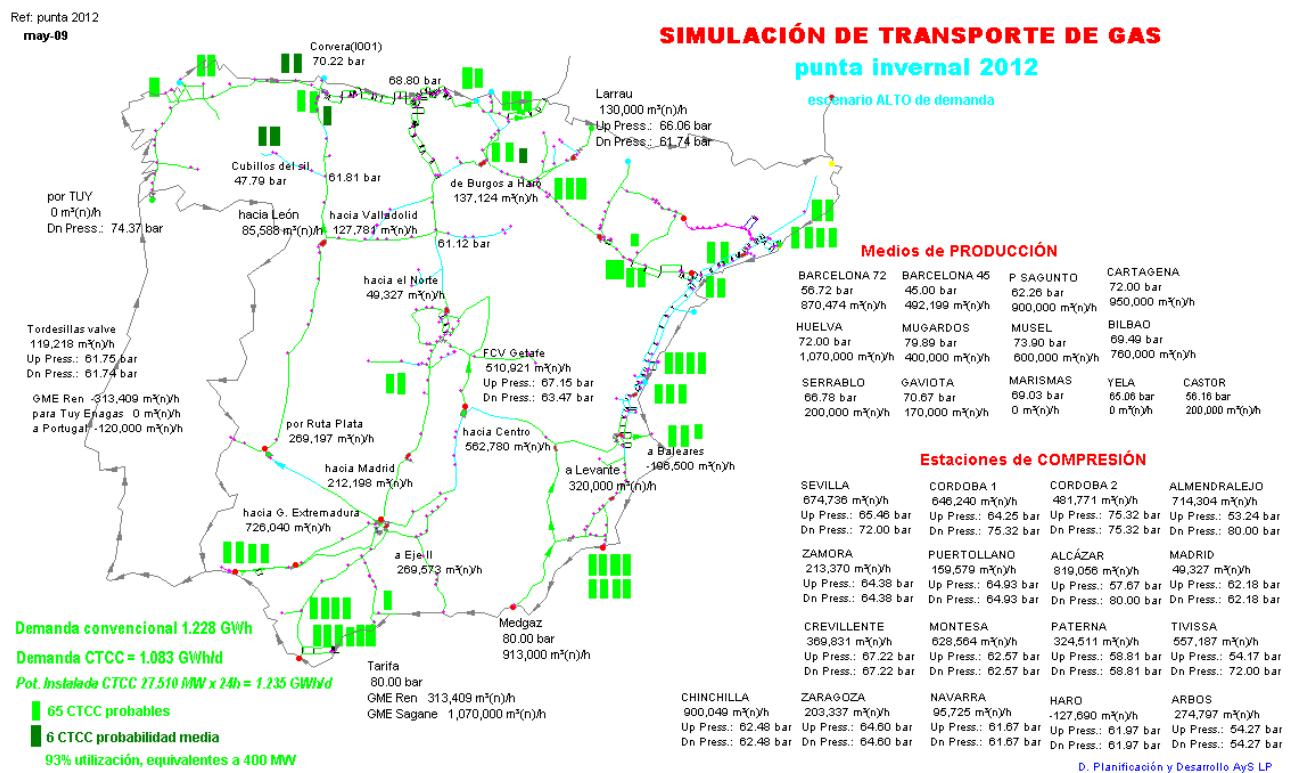


Figura 6.1.25. Funcionamiento del sistema en el año 2012 con el escenario de demanda punta alto por el Gestor Técnico del Sistema. Fuente: GTS

En la simulación del Gestor Técnico del Sistema se indica que el sistema podría atender 2.872 GWh/día de demanda punta (capacidad transportable). Por tanto, con la demanda prevista, existiría un margen de cobertura de la demanda del 23%. Por otro lado, para el escenario superior de demanda punta y las infraestructuras consideradas en esta simulación, la capacidad transportable cubriría la totalidad de los consumos, con un margen de seguridad adicional del 18%.



Al igual que en el ejercicio anterior, en este caso el Gestor supone un escenario de funcionamiento de ciclos más exigente que el utilizado en la determinación de las demandas puntas anuales, sometiendo al sistema a una simulación mucho más exigente, que supone el funcionamiento de los ciclos con un factor de simultaneidad del 93%. Aún en este caso, el margen de seguridad adicional en el escenario alto de punta es de un 14%.

Cabe destacar el considerable incremento del grado de cobertura que experimenta el sistema en este año, lo cual es debido principalmente a la puesta en funcionamiento de la nueva planta de Musel, con 228 GWh/día de capacidad, así como del nuevo almacenamiento subterráneo de Castor, con 142 GWh/día. Tanto es así que, teniendo en cuenta exclusivamente la capacidad nominal de entrada al sistema, sin considerar las limitaciones impuestas por las infraestructuras de transporte, el sistema estaría en condiciones de suministrar la demanda del escenario central con un margen de cobertura del 47%, o en el caso del escenario superior con un margen de cobertura del 42%.

En cuanto al incremento de la capacidad de interconexión dirección sur – norte, un posible retraso en los proyectos de Zarza de Tajo – Yela – Villar de Arnedo y en la estación de compresión de Villar de Arnedo, retrasaría la mayor integración de todas las zonas gasistas y la eliminación de congestiones por falta de capacidad de transporte a través de Villar de Arnedo. La construcción de estas infraestructuras es esencial para el incremento de la capacidad de transporte desde el sur hacia el norte de la península y la descongestión existente en la zona Sur-Mediterráneo. Asimismo contribuirá a un incremento notable de la capacidad de interconexión con Francia.

La planta de Musel resulta necesaria para el suministro a partir un número determinado de ciclos en la zona de Galicia, Asturias, Cantabria y León, aún pendientes de confirmar por sus promotores.

La triplicación del gasoducto Tivissa-Arbós contribuirá a apoyar el transporte de gas en caso de vulnerabilidad N-1 de la planta de Barcelona, así como la exportación e importación de gas por la futura interconexión Midcat.

6.1.3.5 Análisis de vulnerabilidad N-1.

Fallo de la planta de Barcelona

En consonancia con los criterios contemplados en la Planificación, se han llevado a cabo simulaciones para el análisis de vulnerabilidad del sistema ante el fallo de una de las entradas, en particular, el de la entrada de mayor capacidad, la planta de Barcelona.

Para el periodo invernal de 2009, esto es invierno 09-10, el Gestor plantea tres hipótesis de fallo siguientes.

1. Fallo de la emisión de la planta a la red de 45 bar

El escenario de vulnerabilidad definido para esta red contempla una demanda convencional de 125 GWh/día y una demanda eléctrica de 70 GWh/día para los ciclos de Besós y la central térmica de San Adrián.

Ante el fallo de esta red de 45 bar, la demanda sería suministrada por medio del tercer cinturón de Barcelona, que se alimentaría a través de la válvula de laminación 72-45 bar. No obstante, la capacidad máxima de by-pass por la válvula de laminación es de 85 GWh/día, mientras que la capacidad máxima de suministro a la red de 45 bar desde el tercer cinturón de Barcelona con este escenario de demanda está en torno a 65 GWh/día (este valor puede llegar a ser de 125 GWh/día con demanda convencional punta en las redes de transporte secundario de Gerona). En consecuencia, el total del mercado a interrumpir en esta red sería de 45 GWh/día³.

El Gestor ha solicitado 35 GWh/día como interrumpibles tipo B para el tiempo que cubriría el periodo invernal considerado. Los 10 GWh/día restantes se restringirían del consumo de los ciclos de Besós, que estarán en pruebas hasta abril de 2010.

Si las medidas expuestas no fueran suficientes porque la demanda prevista en el programa mensual superase la demanda prevista en el Plan de Actuación en Caso de Emergencia⁴, se pondrían en marcha las medidas de coordinación con el Operador del Sistema Eléctrico para restringir el consumo de ciclos y centrales convencionales. De seguir siendo insuficiente, se recurriría también al corte del mercado convencional firme, preservando en todo momento los consumos calificados como servicios esenciales.

2. Fallo de la emisión a 72 bar

Ante este fallo la demanda del tramo Barcelona – Arbós debería cubrirse con la emisión de la planta a 45 bar y la entrada de gas a través de la estación de compresión de Tivissa. En este escenario se considera una demanda convencional de 185 GWh/día y una demanda eléctrica de 140 GWh/día.

El principal cuello de botella estaría en la estación de Tivissa, que aspirando del eje de Levante y del valle del Ebro a unos 40 bar solo conseguiría transportar unos 180 GWh/día. Gracias al retimbrado del Sea –Line, la emisión de la planta de Barcelona a la red de 45 bar se ha visto incrementada hasta los 150 GWh/día.

En consecuencia, en este escenario se cubriría la totalidad de la demanda del mercado, aunque con un margen reducido⁵. Por ello, el Gestor ha solicitado 15 GWh/día como interrumpibles tipo B para el tiempo que cubriría el periodo invernal considerado.

Si las medidas expuestas no fueran suficientes porque la demanda prevista en el programa mensual superase la demanda prevista en el Plan de Actuación en Caso de Emergencia, se suspendería el suministro a los nuevos ciclos de Besos, en pruebas hasta abril de 2010 y se pondrían en marcha las medidas de coordinación con REE para restringir el consumo de ciclos y centrales convencionales. De seguir

³ 125 GWh/día D. Convencional + 70 GWh/día D. Eléctrica – 85 GWh/día desde la planta – 65 GWh/día desde el tercer cinturón = 45 GWh/día.

⁴ El Plan de Actuación en Caso de Emergencia (PACE) se describe en detalle en el capítulo 8.1 de este informe.

⁵ 185 GWh/día D. Convencional + 140 GWh/día D. Eléctrica – 150 GWh/día desde la planta a 45 bar – 180 GWh/día desde Tivissa = -5 GWh/día.

siendo insuficiente, se recurriría también al corte del mercado convencional firme, preservando en todo momento los consumos calificados como servicios esenciales.

3. Fallo simultáneo de la emisión de la planta a 45 y 72 bar

Ante el fallo completo de la planta de Barcelona y bajo las mismas hipótesis de demanda que en el caso anterior, el cuello de botella estaría en la estación de compresión de Tivissa, con lo que el mercado a interrumpir sería de 145 GWh/día⁶.

Según se ha dicho anteriormente, la oferta de peaje interrumpible del Gestor para el periodo invernal que va desde octubre de 2008 a septiembre de 2009 sería de 50 GWh/día (35 GWh/día + 15 GWh/día). Por lo tanto, el resto del mercado hasta 145 GWh/día, esto es 95 GWh/día debería ser cortado a los suministros firmes.

Ante una situación como esta se restringiría, en primera instancia, el consumo de los nuevos ciclos de Besos, en pruebas hasta abril-2010 y se pondrían en marcha las medidas de coordinación con REE para restringir el consumo de ciclos y centrales convencionales. De seguir siendo insuficiente, se recurriría también al corte del mercado convencional firme, preservando en todo momento los consumos calificados como servicios esenciales.

Para el periodo invernal de 2010, esto es invierno 10-11, la evolución de la situación descrita anteriormente sería la siguiente.

1. Fallo de la emisión de la planta a la red de 45 bar

El escenario de vulnerabilidad definido incrementa en 10 GWh/día la demanda convencional considerada en el año anterior, mientras que la demanda eléctrica permanece constante.

La incorporación del gasoducto Martorell-Hostalric, previsto para el mes de octubre de 2010, reforzaría la red de transporte secundario, eliminando la limitación de 65 GWh/día de suministro a las redes de Gerona desde la red de 72 bar a través del tercer cinturón, con lo que quedaría garantizada la cobertura del 100% de la demanda ante este fallo. En consecuencia, bajo estas hipótesis no sería necesario ofertar peaje interrumpible en la red de 45 bar.

No obstante, si se retrasase la construcción del citado gasoducto, el esquema de suministro sería similar al del invierno anterior, y para garantizar la cobertura de la demanda firme sería necesario recurrir a la oferta de 55 GWh/día de peaje interrumpible.

2. Fallo de la emisión a 72 bar

A lo largo del primer trimestre de 2010 se prevé la incorporación de dos nuevos ciclos combinados en Barcelona, que estarán conectados directamente a la red de 72 bar. En este escenario se considera un incremento de demanda convencional de 15 GWh/día respecto del año anterior, que asciende a 30 GWh/día en el caso de la demanda eléctrica.

⁶ 185 GWh/día D. Convencional + 140 GWh/día D. Eléctrica – 180 GWh/día desde Tivissa = 145 GWh/día.

Con la incorporación de las duplicaciones Castelnou-Tivissa y Tivissa Paterna, desaparecería el cuello de botella en la EC de Tivissa, que aspirando del eje de Levante y del valle del Ebro a 38-40 bar en condiciones de vulnerabilidad, conseguiría transportar un máximo de 425 GWh/día, lo que supone un incremento considerable respecto al invierno anterior

En consecuencia, en este escenario se cubriría la totalidad de la demanda del mercado con un margen amplio⁷, por lo que no sería necesario recurrir a la oferta de demanda interrumpible en la zona.

No obstante, si se retrasara la construcción del gasoducto Paterna-Tivissa, el caudal máximo que se podría aportar desde el Valle del Ebro y Levante sería de 180 GWh/día, con lo que se incurriría en una situación similar a la del invierno anterior, siendo necesario hacer uso de un peaje interrumpible, por valor de unos 40 GWh/día, para satisfacer toda la demanda.

3. Fallo simultáneo de la emisión de la planta a 45 y 72 bar

Con los refuerzos citados anteriormente (duplicación Paterna-Tivissa, duplicación Castelnou-Tivissa, Martorell-Hostalric y triplicación Tivissa-Arbos) desaparecería el cuello de botella de la EC de Tivissa y la limitación del transporte secundario en Gerona, cubriendo el 100% del mercado en la zona. En consecuencia, no sería necesario ofertar peaje interrumpible para cubrir toda la demanda.

No obstante, también serían aplicables a este caso las consecuencias derivadas de los retrasos expuestos en los puntos anteriores

Para los periodos invernales de 2011 y 2012, una vez incorporados al sistema las duplicaciones de los gasoductos Paterna-Tivissa y Castelnou-Tivissa, dejarían de existir restricciones de transporte en el Valle del Ebro y Eje de Levante, lo cual haría posible hacer llegar el gas hasta los alrededores de la planta de Barcelona desde otras zonas.

Asimismo, con la incorporación del gasoducto Martorell-Figueras, previsto como necesario antes del invierno 2011-2012, se resolvería la saturación actual del gasoducto secundario Montmeló-Gerona ya que a partir de las posiciones de Hostalric y Vilablareix de dicho gasoducto se suministraría parte de la red secundaria de Gerona. De este modo quedaría garantizada la cobertura del 100% de la demanda del Sistema

6.1.4 Capacidad de transporte del sistema. Seguridad de suministro.

España es un país sin apenas yacimientos de gas donde existen zonas con altas demandas alejadas de las entradas del sistema, como el centro del país. Por tanto, dado que la construcción de los gasoductos de transporte está íntimamente ligada a la situación, tanto de los puntos de entrada al sistema gasista, como de los puntos donde se produzca la demanda, es comprensible que se realice un importante esfuerzo en el transporte, por la elevada distancia a recorrer.

⁷ 200 GWh/día D. Convencional + 170 GWh/día D. Eléctrica – 150 GWh/día desde la planta a 45 bar – 425 GWh/día desde Tivissa = -205 GWh/día.



En el diseño de los gasoductos de transporte y entradas al sistema, como criterios básicos, se intenta reducir al mínimo la distancia media de transporte, y optimizar el diámetro para aprovechar al máximo las ventajas de las economías de escala.

Además, en un país con la elevada tasa de crecimiento de demanda que tiene España, en comparación con los valores medios de crecimiento en Europa, es aconsejable diseñar los gasoductos con un diámetro suficiente que permita tener capacidad para atender la demanda que se pueda dar en un horizonte no inferior a diez años, añadiendo la compresión adecuada. Este horizonte temporal se ampliaría si fuese previsible encontrar problemas en la duplicación de los gasoductos.

No obstante, dado el contexto actual de crisis económica a nivel global, que ha dado lugar a una reducción significativa de las estimaciones de demanda de gas natural realizadas con anterioridad, es necesario acompasar y adaptar los proyectos de nuevas infraestructuras de transporte a la nueva senda de previsión de la evolución del consumo, máxime teniendo en cuenta que la Planificación fue llevada a cabo con anterioridad a 2008, año en que se pusieron de manifiesto los primeros síntomas de la citada crisis. De lo contrario, la ejecución de unas infraestructuras sobredimensionadas podría resultar en un incremento notable de los costes de acceso al sistema, con el consiguiente encarecimiento del suministro de gas y perjuicio para los consumidores finales.

Sin embargo, desde el punto de vista de la seguridad de suministro, es aconsejable el aumento del mallado de la red para minimizar los riesgos ante posibles fallos en las entradas del sistema.

En este sentido, las grandes infraestructuras previstas en el horizonte de este estudio como la Conexión internacional Medgaz, los almacenamientos subterráneos de Castor y Yela, así como el propio gasoducto Algete – Yela – Villar de Arnedo, responden a este criterio.

Además, las duplicaciones previstas de la red de transporte, junto con las estaciones de compresión asociadas, cuya primera finalidad es el aumento de capacidad de transporte, sirven igualmente para aumentar la garantía de suministro. Son destacables por su magnitud, el eje “Paterna – Tivissa - Barcelona”, el “Tivissa – Castelnou”, el “Villapresente – Burgos”, el “Treto – Llanera” y los gasoductos en el País Vasco “Vergara – Irún”, “Lemona – Haro” y “Bermeo – Lemona”.

6.1.5 Capacidad de almacenamiento del sistema.

En este apartado se analiza, en primer lugar, la capacidad de almacenamiento de los tanques de GNL, verificando los días de autonomía que proporcionan aquellas plantas a las que pertenecen. Posteriormente, se analiza la capacidad de almacenamiento del sistema en relación con la necesidad de disponer de los días de existencias mínimas requeridas en la legislación. En este sentido, el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, que se modifica el real Decreto 1716/2004, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, fija dicha obligación en 20 días de las ventas o consumos de carácter firme de cada comercializador o consumidor directo en mercado.



6.1.5.1 Capacidad de almacenamiento en tanques de GNL

En una planta de regasificación, las instalaciones de almacenamiento de GNL permiten acompañar las entradas de gas procedentes de las descargas de buques, que se realizan de forma discreta, con las salidas de gas de las plantas por medio de la emisión de éste a la red de transporte, que se realiza de forma continua.

La autonomía de una planta es el parámetro que relaciona la capacidad de almacenamiento con la capacidad de emisión e indica el tiempo que puede estar una planta emitiendo gas natural sin necesidad de que se realice una descarga de GNL en sus instalaciones.

El máximo de días de autonomía tiene lugar cuando los tanques están llenos de GNL, siendo entonces el factor determinante de la autonomía de la planta el régimen de emisión, que puede variar en función de las necesidades del sistema gasista. Es evidente, por tanto, que a menor producción de gas natural mayor será la autonomía de la planta.

Determinar la autonomía de las plantas en los momentos previos a la descarga de un buque de GNL constituye un análisis interesante, pues nos da información sobre la suficiencia de su dimensionamiento para seguir operando en el supuesto de producirse un retraso en la descarga de buques, por ejemplo, por cierres de puertos.

En lo que sigue se analiza, para el horizonte 2009 – 2013, la autonomía de los tanques de GNL en cada una de las plantas de regasificación, suponiendo que operan en continuo a capacidad nominal, que el 9% del volumen total de los tanques corresponde a los talones y que se cumplen las fechas previstas para la puesta en marcha de las diferentes infraestructuras, de acuerdo con la última información facilitada por sus promotores para la elaboración del Informe de seguimiento de infraestructuras. Se determinan dos valores:

Columna A. El número de días de autonomía de cada planta, cuando los tanques se encuentran en los momentos previos a la descarga y disponen de espacio libre para albergar el GNL transportado por un buque grande (p.e. de 125.000 m³ GNL).

Columna B. El máximo número de días de autonomía de cada planta, suponiendo que los tanques están completamente llenos.

El resultado de este análisis en el horizonte previsto por el informe se muestra en la figura 6.1.27:

	2009		2010		2011		2012		2013	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
Barcelona	4,5	6,1	5,3	6,9	6,1	7,7	6,1	7,7	6,1	7,7
Cartagena	4,8	7,1	7,2	9,6	7,2	9,6	7,2	9,6	7,2	9,6
Huelva	5,2	7,5	7,6	9,9	7,6	9,9	7,6	9,9	7,6	9,9
Bilbao	4,3	8,2	4,3	8,2	4,3	8,2	5,6	8,2	5,6	8,2
Sagunto	5,6	8,2	5,6	8,2	8,4	11,0	9,5	11,8	9,5	11,8
Mugardos	8,4	16,0	8,4	16,0	8,4	16,0	8,4	16,0	8,4	16,0
Musel					4,3	8,2	4,3	8,2	6,8	9,9
Gran Canaria									1,9	22,8
Tenerife							1,9	22,8	1,9	22,8

Figura 6.1.27. Días de Autonomía de Tanques de GNL operando a capacidad nominal. Fuente: CNE

No obstante, como se ha indicado antes, la operación de las plantas no es independiente, y está vinculada a la operación conjunta del sistema, y dependen, tanto del régimen de funcionamiento del resto de entradas del sistema, como de las posibles restricciones existentes en la red transporte que puedan afectarles, por lo que podrían operar por debajo de su capacidad nominal. Bajo estas circunstancias, obviamente sus días de autonomía aumentarían.

En la figura 6.1.28 se muestra un cálculo indicativo de los días de autonomía, suponiendo que nos encontramos en el escenario central de demanda punta previsto y que, para cubrirla, las entradas intervienen en el siguiente orden: primero los gasoductos internacionales, después las plantas de regasificación sin hacer distinción entre ellas, luego, si fueran necesarios, los yacimientos y, en último lugar, los almacenamientos subterráneos. Como fechas de entrada en operación de las nuevas plantas o ampliación de las existentes se consideran las consignadas en este documento.

	2009		2010		2011		2012		2013	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
Barcelona	7,0	9,5	7,6	9,9	9,4	11,9	9,4	11,8	9,1	11,5
Cartagena	7,5	11,1	10,4	13,7	11,3	14,9	11,2	14,7	10,9	14,3
Huelva	8,1	11,7	11,0	14,3	11,9	15,5	11,8	15,3	11,4	14,9
Bilbao	6,8	12,9	6,2	11,8	6,8	12,8	8,7	12,7	8,5	12,4
Sagunto	8,8	12,9	8,1	11,8	13,1	17,1	14,7	18,2	14,3	17,7
Mugardos	13,2	25,0	12,1	23,0	13,1	24,9	13,0	24,6	12,6	24,0
Musel (Gijón)					6,8	12,8	6,7	12,7	10,2	14,9
Gran Canaria									1,9	22,8
Tenerife							1,9	22,8	1,9	22,8

Figura 6.1.28. Días de Autonomía de Tanques de GNL produciendo bajo hipótesis de cobertura de demanda por el orden: entradas internacionales, plantas, yacimientos y almacenamiento. Fuente: CNE

A la vista de estos resultados, la conclusión es que en el horizonte temporal estudiado todas las plantas de regasificación tienen una autonomía máxima por encima de los cinco días (ver figura 6.1.27). Si se tiene en cuenta la autonomía en los momentos previos a la descarga de un buque grande (p.e. de 125.000 m³ GNL), durante 2009, tres de las seis plantas (Bilbao, Barcelona y Cartagena) no superan los 5 días en la Península. En 2010, solo la planta de Bilbao se sitúa de nuevo por debajo de los 5 días, valor que superaría a partir de 2012, año en que está prevista la puesta en marcha del tercer tanque de GNL de la citada planta. Por lo que respecta a la planta de Musel, su autonomía en los momentos previos a la descarga de un buque metanero es inferior a los cinco días en sus dos

primeros años de funcionamiento, pasando a superar dicho valor a partir de 2013. En cualquier caso este valor es conservador, ya que ha de tenerse en cuenta que es improbable que se repita la demanda punta durante varios días consecutivos.

Las plantas de Gran Canaria y Tenerife, por disponer de un solo tanque, no llegan a los 2 días de autonomía en los momentos previos a la descarga de buques, lo que podría ocasionarles problemas de autonomía puntualmente.

Por otro lado, los valores de autonomía de las plantas son sensiblemente superiores a los anteriores si se tiene en cuenta el funcionamiento de todas las infraestructuras, bajo la hipótesis del escenario central de demanda punta y que, para cubrir ésta, las entradas intervienen en el siguiente orden: primero los gasoductos internacionales, después las plantas de regasificación y, en último lugar, los almacenamientos subterráneos. En este caso, la autonomía máxima de todas las plantas se sitúa por encima de los diez días a lo largo del horizonte temporal considerado (salvo en Barcelona, en los años 2009 y 2010, aunque incluso en este caso el valor es muy próximo a los diez días). Si se tiene en cuenta la autonomía de todas las plantas en los momentos previos a la descarga de un buque grande, ésta es superior a los seis días a lo largo de todo el periodo, llegando a ser superior a los ocho días para todas ellas en el año 2013.

6.1.5.2 Capacidad de almacenamiento del sistema en relación con la demanda

Según se ha comentado con anterioridad, el Real Decreto 1766/2007 rebajó la obligación de mantener existencias mínimas hasta un valor de 20 días de las ventas o consumos de carácter firme de los agentes. Para su cómputo, se tendrán en cuenta las cantidades de gas situadas en los almacenamientos subterráneos (existencias de carácter estratégico, equivalentes a 10 días de las ventas firmes), en éstos o en las plantas de regasificación (existencias operativas equivalentes a 2 días, como media a lo largo del año), o en cualquier tipo de almacenamiento subterráneo o en instalaciones de almacenamiento que no pertenezcan a la red básica de gas natural (existencias operativas equivalentes a 8 días, como media durante el mes de octubre). A estos efectos no se contabilizan las existencias en los yacimientos de origen, las incluidas en los gasoductos del sistema, las cantidades a bordo de buques de transporte de GNL ni el gas existente en almacenamientos subterráneos que no pueda ser extraído por medios mecánicos.

Como ya se tuvo en consideración en el capítulo 5 de este informe, dado que en algún momento del año, ha de disponerse de 20 días de existencias mínimas de seguridad, el análisis se realiza en base a los 20 días establecidos.

En la figura 6.1.26 se muestra la capacidad máxima de almacenamiento del sistema, medida en número medio de días de ventas firmes, que se podrían almacenar, que para el periodo 2009 – 2013 fluctuaría entre 40 y 74 días.

Para su cálculo, se ha utilizado la demanda firme del día medio anual correspondiente al escenario central, considerando como hipótesis que el mercado térmico convencional es interrumpible y que todos los nuevos ciclos son firmes y, por tanto, deben disponer de reservas estratégicas. Se ha supuesto que todas las instalaciones están al 100 % de llenado y no se ha computado el gas inmovilizado (talón de los tanques y llenado de tubo). De acuerdo con la normativa, también se ha considerado el gas colchón que se puede extraer por medios mecánicos, aproximadamente 1/3 del volumen útil de almacenamiento.



Finalmente, apuntar que como fecha prevista de puesta en marcha de cada infraestructura se ha utilizado la información más actualizada de que dispone esta Comisión en este momento, a través del proceso seguimiento semestral de infraestructuras.

	2009	2010	2011	2012	2013
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Tanques de GNL Peninsulares	15.257	17.527	20.717	22.557	23.477
Barcelona	3.313	3.742	4.172	4.172	4.172
Cartagena	2.681	3.601	3.601	3.601	3.601
Huelva	2.822	3.742	3.742	3.742	3.742
Bilbao	1.840	1.840	1.840	2.761	2.761
Sagunto	2.761	2.761	3.681	4.601	4.601
Mugaros	1.840	1.840	1.840	1.840	1.840
Musel	0	0	1.840	1.840	2.761
Almacenamientos Subterráneos (Gas útil + Extraible Medios Mecánicos)	27.500	27.500	31.684	64.810	68.297
Serrablo	9.531	9.531	9.531	9.531	9.531
Gaviota	17.969	17.969	17.969	17.969	17.969
Marismas	0	0	4.184	4.184	7.671
Poseidón	0	0	0	0	0
Castor	0	0	0	17.435	17.435
St. Bárbara (Yela)	0	0	0	15.691	15.691
TOTAL ALMACENAMIENTO (GWh)	42.757	45.027	52.401	87.367	91.774
Demanda firme anual estimada	361.877	363.978	373.006	393.485	412.115
Demanda firme media diaria	991	997	1.022	1.078	1.129
Capacidad almacenamiento máximo sistema (días)	43	45	51	81	81

Figura 6.1.26. Capacidad de los almacenamientos en relación con la demanda. Fuente: CNE

Respecto a los resultados obtenidos se deben hacer las siguientes matizaciones.

- Desde la entrada en vigor del Real Decreto 1766/2007 ya no se pueden computar como existencias mínimas, el volumen de gas de los buques en tránsito o pendientes de descargar.
- Se aprecia un incremento generalizado de la capacidad máxima de almacenamiento, expresada ésta en número de días de suministro de la demanda firme, en relación con el informe marco del año anterior. Según éste, dicha capacidad oscilaba entre 40 y 74 días, mientras que en el informe marco actual, el rango de variación se sitúa entre 43 y 81 días. Este incremento se debe, en su mayor parte, al crecimiento esperado de la capacidad de almacenamiento subterráneo, en particular, a la puesta en marcha de los proyectos de Castor y Yela, así como a las menores expectativas de crecimiento de la demanda.

- La reducción de las exigencias de mantenimiento de reservas estratégicas y operativas hasta los 20 días (desde los 35 días requeridos anteriormente), establecidos por el ya mencionado RD 1766/2007, se encuentra más acorde con la realidad física del sistema, máxime si se tiene en cuenta la utilización de los almacenamientos subterráneos como almacenamiento estacional (que se llenan en verano y se vacían en invierno) y la operativa diaria de las plantas de regasificación, que no permiten utilizar de forma continua su capacidad máxima de almacenamiento. No obstante, de cumplirse las fechas previstas para los nuevos proyectos de almacenamiento subterráneo, hacia el final del periodo considerado el sistema podría contar con una capacidad significativamente superior a lo habitual, llegando a alcanzar hasta los 60 días de la demanda firme (considerando exclusivamente los almacenamientos subterráneos).
- Por el contrario, si se retrasa la puesta en marcha de los nuevos almacenamientos subterráneos, los valores del número de días posibles de almacenamiento serían notablemente inferiores a lo señalado precedentemente, por lo que tras cubrir los 20 días requeridos por la normativa, el margen de capacidad a ofertar a los agentes se vería considerablemente mermado.

6.1.5.3 Disponibilidad del gas almacenado como existencias de seguridad

El mantenimiento de unos niveles mínimos de existencias de seguridad tiene por objetivo asegurar el suministro en caso de producirse situaciones de restricción en el abastecimiento de gas hacia España. En ese supuesto, resulta necesario analizar la disponibilidad del gas almacenado, es decir, la velocidad a la que se pueden llevar las existencias de gas a los consumidores españoles.

La disponibilidad de las existencias dependerá del tipo de almacenamiento considerado: el gas de gasoductos es de utilización inmediata, el gas en plantas de regasificación depende de la capacidad de regasificación y de la demanda, y puede ser movilizadísimo rápidamente. La disponibilidad del gas almacenado en los almacenamientos subterráneos depende de la capacidad de extracción, así como de la capacidad de conexión de estos almacenamientos con la red de gasoductos.

La Figura 6.1.27 relaciona la capacidad de extracción de los almacenamientos con la capacidad de emisión del sistema para el periodo 2009 - 2013.

En todo el periodo, 2009 – 2013, la capacidad de extracción de los almacenamientos fluctúa entre un 5% y un 17% de la capacidad de emisión total del sistema⁸. Estos valores son consecuencia directa de las ampliaciones y nuevas puestas en funcionamiento de las entradas del sistema y nuevos almacenamientos subterráneos que se llevarán a cabo durante estos años. El incremento de la capacidad de emisión de los almacenamientos respecto de la capacidad total del sistema al final del periodo considerado se debe, en su mayor parte, a la puesta en marcha de los proyectos de Castor y Yela.

⁸ A la capacidad total de las infraestructuras de entrada se han añadido 100 GWh/día, en concepto de almacenamiento operativo en gasoductos. Este valor es algo inferior al realmente usado el día de máxima demanda del sistema, en el mes de diciembre de 2007.

Capacidades de producción sistema (GWh/día)	2009	2010	2011	2012	2013
Capacidad Producción TOTAL	2.936	2.936	3.183	3.815	3.898
Capacidad Producción AASS	145	145	169	633	661
Capacidad Producción Barcelona	544	544	544	544	544
Cobertura de la demanda con AASS					
	2009	2010	2011	2012	2013
Sobre la producción total	4,9%	4,9%	5,3%	16,6%	17,0%
Sobre la producción de Barcelona	26,7%	26,7%	31,0%	116,5%	121,6%

Figura 6.1.30: Comparación entre la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos con la capacidad de emisión del sistema y la capacidad de extracción de la planta de Barcelona. Fuente: GTS y CNE.

En relación a lo que representa la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos respecto de una de las entradas del sistema, esto es, indisponibilidad simple o N-1, si se realiza la comparación con la capacidad de emisión de la planta de Barcelona por ser el punto con mayor capacidad de entrada del sistema, el grado de cobertura, en 2009, estaría en torno al 27%, mientras que al final del periodo la capacidad de emisión de los almacenamientos se situaría por encima del 121%. Esto quiere decir que, a partir de 2012, la capacidad de emisión de los almacenamientos sería teóricamente capaz de suplir el fallo completo de la planta de Barcelona. No obstante, este resultado debe interpretarse teniendo en cuenta que los cálculos se han realizado considerando exclusivamente las capacidades de entrada al sistema, sin valorar las posibles restricciones del sistema de transporte así como la fecha de puesta en marcha efectiva de cada una de las infraestructuras implicadas.

6.1.6 Cobertura de la demanda en territorio peninsular con las infraestructuras previstas

En las figuras 6.1.31 y 6.1.32 se recopila la información extraída a lo largo de las simulaciones incluidas en apartados anteriores, en relación con el grado de cobertura de la demanda en base a la capacidad de entrada disponible. En la primera de ellas, el grado de cobertura se ha calculado teniendo en cuenta la capacidad transportable del sistema gasista, mientras que en la segunda figura, el grado de cobertura se calcula sin tener en cuenta las restricciones que impone el sistema de transporte sobre la capacidad nominal/contractual de las infraestructuras de entrada.

(GWh/día)	Invierno 2009/2010	Invierno 2010/2011	Invierno 2011/2012	Invierno 2012/2013
Demanda Escenario Central	1.980	2.092	2.129	2.252
Demanda Escenario Superior	2.029	2.195	2.238	2.342
Exportaciones previstas	105	93	89	89
Capacidad Transportable	2.474	2.569	2.621	2.872
Grado de cobertura (E. Central)	119%	118%	118%	123%
Grado de cobertura (E. Superior)	116%	112%	113%	118%

Figura 6.1.31. Índices de cobertura en los escenarios de demanda punta central y superior previstos, teniendo en cuenta la **capacidad transportable** simulada por el GTS. Fuente: GTS y CNE.

(GWh/día)	Invierno 2009/2010	Invierno 2010/2011	Invierno 2011/2012	Invierno 2012/2013
Demanda Escenario Central	1.980	2.092	2.129	2.252
Demanda Escenario Superior	2.029	2.195	2.238	2.342
Exportaciones previstas	105	93	89	89
Capacidad Nominal / Contractual (GWh/día)	2.757	3.023	3.075	3.445
Grado de cobertura (E. Central)	132%	138%	139%	147%
Grado de cobertura (E. Superior)	129%	132%	132%	142%

Figura 6.1.32. Índices de cobertura en los escenarios de demanda punta central y superior previstos, teniendo en cuenta la **capacidad nominal** de las infraestructuras. Fuente: GTS, transportistas y CNE.

Teniendo en cuenta la capacidad transportable del sistema, se observa que el grado de cobertura de la demanda punta estimada en el escenario central se mantiene, durante todo el periodo, por encima del margen del 10% considerado en los criterios de planificación. De hecho, dicho margen se eleva hasta un valor cercano al 20% en todos los años del periodo considerado.

En el escenario de demanda punta superior, los grados de cobertura se ven reducidos ligeramente, aunque aún así, en este escenario también se cubriría el margen del 10% a lo largo de todo el periodo.

Por otro lado, teniendo en cuenta la capacidad nominal del sistema, esto es, sin considerar las restricciones en el transporte sino únicamente las capacidades de entrada al sistema, el grado de cobertura de la demanda punta estimada en el escenario central se sitúa, durante todo el periodo, por encima del 32%, llegando a alcanzar el 47% en el invierno 2012/2013. Esta holgura se reduce ligeramente teniendo en cuenta el escenario de punta superior, aunque incluso en este caso, el margen cubre holgadamente el requerimiento mínimo de la planificación, situándose entre el 29% y el 42% a lo largo del periodo considerado.

Bajo las hipótesis anteriores, se puede concluir que no es previsible que se presenten problemas de cobertura de demanda salvo que se dieran situaciones de demanda punta muy superiores a las previstas y la capacidad de las entradas en ese momento fuese inferior a la descrita, principalmente porque las plantas de regasificación pueden ver disminuida su capacidad por falta de abastecimiento de gas si se producen cierres de puertos. En dichos casos, además de tenerse en cuenta posibles actuaciones, como el corte de la demanda interrumpible, se considera necesario el desarrollo de los Ejes de transporte que incrementan el mallado de la red actual, reduciendo las congestiones y flexibilizando la operativa del sistema, de forma acorde con el desarrollo en paralelo de las capacidades de entrada. De hecho, según se observa en la figura 6.1.32, las capacidades nominales de entrada al sistema dan lugar a unos coeficientes de cobertura notablemente superiores a los mínimos requeridos en la Planificación, si bien su posible utilización está limitada por la capacidad de transporte del sistema.

Se incide, por tanto, en la necesidad de coordinar y acompasar el desarrollo de las infraestructuras de entrada al sistema, con el desarrollo de las infraestructuras de transporte, y ambas teniendo en cuenta los márgenes y criterios relativos a la cobertura de la demanda y seguridad de suministro, establecidos en la Planificación. De lo contrario, se podría estar dotando al sistema de una capacidad de entrada excedentaria sin utilidad efectiva, al no verse respaldada por una capacidad de transporte suficiente y, por lo tanto, se podría incurrir en unos sobrecostes innecesarios para el sistema, que en última instancia, serían repercutidos a los consumidores, con el consiguiente perjuicio de éstos.

La hipótesis de demanda punta del escenario superior considera el consumo simultáneo de, prácticamente, la totalidad de los consumidores, en particular el funcionamiento de todos los ciclos combinados previstos, lo cual conllevaría el uso elevado de todas las entradas del sistema, equilibrando los flujos de gas y disminuyendo así las necesidades de transporte entre zonas. En definitiva, al situarse las demandas próximas a los puntos de entrada, las posibles restricciones del sistema de transporte tendrían una repercusión menor sobre el funcionamiento del sistema.

En el caso de fallo de la mayor entrada al sistema, que es la planta de Barcelona, en la siguiente figura se muestra el grado de cobertura de la demanda en función de los escenarios central y superior, bajo tres hipótesis distintas: teniendo en cuenta la demanda punta total (que incluye la demanda nacional y las exportaciones), considerando únicamente la demanda firme y suministrando la demanda firme con el 90% de los ciclos combinados en funcionamiento, según indica la planificación. Todo ello, bajo la hipótesis de que no existiesen restricciones / congestiones en la capacidad de transporte.

Sin Barcelona: Criterio N-1				
GWh/día	2009	2010	2011	2012
Escenario Central	106%	113%	114%	124%
Escenario Central sin interrumpible	110%	118%	119%	129%
Escenario Central sin interrumpible y sin 10% CCGT	116%	124%	125%	136%
Escenario Superior	104%	108%	109%	119%
Escenario Superior sin Interrumpible	108%	113%	113%	124%
Escenario Superior sin Interrumpible y sin 10% CCGT	113%	118%	119%	131%

Figura 6.1.33: Grado de cobertura en situación n-1. Fuente CNE

En la actualidad, la interrumpibilidad se puede aplicar desde dos vías: una regulada, a través del peaje interrumpible a consumidores que se encuentran en gasoductos saturados; la otra interrumpibilidad es de tipo comercial, y aplica en función de contratos libremente pactados entre comercializador y consumidor.

La interrumpibilidad regulada a través de peaje es la que se muestra en el capítulo 3.1, dedicado a la demanda. Se define de forma anual en función de las condiciones de saturación de los distintos gasoductos del sistema. Su estimación a medio-largo plazo depende de las posibilidades de ubicación de demanda, que son, en parte, externas a los agentes que intervienen en la elaboración del presente informe. Asimismo, la interrumpibilidad comercial se instrumenta a través de contratos firmados entre el consumidor final y el comercializador en condiciones libremente pactadas.

Según se muestra en el capítulo 2 de este informe, en el año 2008 la demanda interrumpible fue de 62.755 GWh, esto es aproximadamente un 14% de la demanda total. De ésta, 27.801 GWh fueron suministrados a través de peaje interrumpible (que suponen algo más del 6% de la demanda total), mientras que el resto tuvo carácter exclusivamente comercial. Para la simulación de los años siguientes se ha supuesto un escenario continuista en este sentido.

Se puede observar que el Sistema estaría en condiciones de suministrar la totalidad de la demanda prevista en situación de fallo de la planta de Barcelona, en cualquiera de los escenarios planteados, en caso de no existir congestiones en la red de transporte.

6.1.7 Suministro de gas natural licuado en camiones cisterna.

La carga de cisternas es una actividad de operación discontinua, la cual tiene lugar en las plantas de regasificación de forma independiente a la propia de regasificación del GNL que, por el contrario, se desarrolla de manera continua. En la actualidad, existen en España 14 cargaderos de cisternas que permiten la carga de unas de 235 cisternas diarias. Nueve de estos cargaderos se localizan en las terminales de regasificación propiedad de ENAGAS, Sagunto y Mugaros tienen dos cada una y el restante se encuentra en la planta de Bilbao.

La figura 6.1.30 muestra la capacidad de los cargaderos de camiones cisterna existentes en España.

Planta de Regasificación	Nº de cargaderos	Capacidad de carga cisternas/día	Capacidad de carga (*) GWh/día
Barcelona	3	50	15
Cartagena	3	50	15
Huelva	3	50	15
Bilbao	1	15	4,5
Sagunto	2	35	10,5
Mugaros	2	35	10,5
TOTAL	14	235	70,5

(*) Capacidad camión cisterna estándar: 0,3 GWh

Figura 6.1.30. Capacidad de los cargaderos de camiones cisterna por planta de regasificación en España.
Fuente: ENAGAS y BBG

En los últimos años la demanda de suministro de GNL ha estado condicionada por restricciones de capacidad técnica de los cargaderos, que no eran suficientes para atenderla, por lo que dichas restricciones tuvieron repercusión sobre su crecimiento.

Durante el año 2008, se cargaron en las plantas cisternas de GNL por un valor de unos 11.390 GWh, un 17% más que en el periodo anterior. La entrada en funcionamiento de los gasoductos de transporte previstos en la Planificación, como el Eje transversal, posibilitan el suministro de gas a nuevas zonas antes abastecidas mediante plantas satélites, lo que ha disminuido las necesidades de capacidad para el suministro de gas por medio de cisternas de GNL y descongestionado la carga de éstas.

6.1.8 Sistemas extrapeninsulares.

6.1.8.1 Canarias

Los planes de gasificación en la Comunidad Autónoma de Canarias prevén la construcción de dos plantas de regasificación, una en la isla de Gran Canaria y otra en la isla de Tenerife, con previsión de puesta en marcha, según la Planificación desarrollada por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, en el año 2009 y 2010 respectivamente. Ambas plantas están clasificadas con categoría A en la Planificación y su dimensionamiento se ha hecho teniendo en cuenta la demanda eléctrica presente y futura, y la demanda convencional de gas natural prevista. Asociados a la construcción de ambas plantas se desarrollarán los gasoductos para el suministro de gas natural a los ciclos combinados previstos.



La planta de regasificación de Gran Canaria, promovida por la sociedad Compañía Transportista de Gas Canarias, supone la construcción de una terminal de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL con las correspondientes instalaciones marítimas para descarga de metaneros de 140.000 m³. La planta consistirá en un tanque de GNL de 150.000 m³ de capacidad de almacenamiento y una capacidad de emisión de 150.000 m³(n)/h, que se consideran suficientes para atender la demanda insular hasta el año 2014. La planta se emplazará en el polígono industrial de Arinaga, en el término municipal de Agüimes.

En relación con la terminal de regasificación de Tenerife, que será gemela a la anterior, se emplazará en el puerto de Granadilla.

No obstante, de acuerdo con las últimas previsiones facilitadas por el promotor de las plantas, las fechas de entrada en operación de las mismas serán, 2012 para la planta de Tenerife y 2013 en el caso de la de Gran Canaria.

En Gran Canaria, inicialmente el gas natural suministrado se destinará a cubrir la demanda de gas para generación eléctrica. Se espera, el desarrollo de gasoductos de transporte asociados a la construcción de la planta, con una longitud conjunta de aproximadamente 51 km, que conectarían la terminal de regasificación con Las Palmas de Gran Canaria y con San Bartolomé de Tirajana, alimentando a las centrales térmicas de Tirajana y Jinámar, así como a clientes domésticos e industriales.

En Tenerife, además del suministro inicial para generación eléctrica, se pretende suministrar gas a la refinería existente en la isla. Para dichos suministros, así como para clientes domésticos e industriales, se desarrollará un gasoducto de transporte, con una longitud de aproximadamente 49 km, que conectarían la terminal de regasificación con Santa Cruz de Tenerife.

6.1.8.2 Islas Baleares

A finales del mes de septiembre de 2009 se puso en marcha el gasoducto de interconexión entre la Península y las islas de Ibiza y Mallorca, que permite la gasificación y el suministro de los ciclos combinados y centrales bicomcombustibles situados en ellas.

El gasoducto de interconexión Peninsular-Insular presenta una longitud total de 332 km con un tramo peninsular de 65 km y 24" y otro submarino de 267 km y 20". La profundidad máxima del tramo submarino no supera los 1.000 m.

Este gasoducto se complementa con diferentes tramos insulares que atenderán la demanda de la zona. Más adelante, en 2010 y con una calificación de tipo A, se prevé ampliar también la red de transporte de Mallorca a través del gasoducto Son Reus- Inca-Alcudia.

Actualmente, se distribuye gas propanado en Mallorca a cerca de 90.000 clientes, a los que se podría realizar el cambio a gas natural.

6.1.9 Conclusiones sobre el funcionamiento del sistema gasista en el periodo 2009 – 2013

1. Considerando el sistema gasista en su conjunto, tras la entrada en funcionamiento de las plantas más recientes y las ampliaciones de las plantas existentes, así como los proyectos en curso y planificados según las fechas de puesta en marcha previstas por los promotores, y el escenario central de implantación de ciclos combinados, el grado de cobertura de la demanda oscila entre el 132 % y el 147% si se tiene en cuenta la capacidad nominal de las entradas y, por lo tanto, se cumple sobradamente el criterio de cobertura considerado en la planificación, al disponer el sistema de un mínimo del 10 % de capacidad excedentaria.

Si en lugar de la capacidad nominal se tiene en cuenta la capacidad transportable, esto es, la capacidad de vehiculación de gas que tiene la red de gasoductos y que condiciona las capacidades de emisión de los puntos de entrada, el grado de cobertura de la demanda punta del escenario central oscila entre el 119 % y el 123%, por lo que, en este caso también se cumple sobradamente el criterio de cobertura mínimo del 10%.

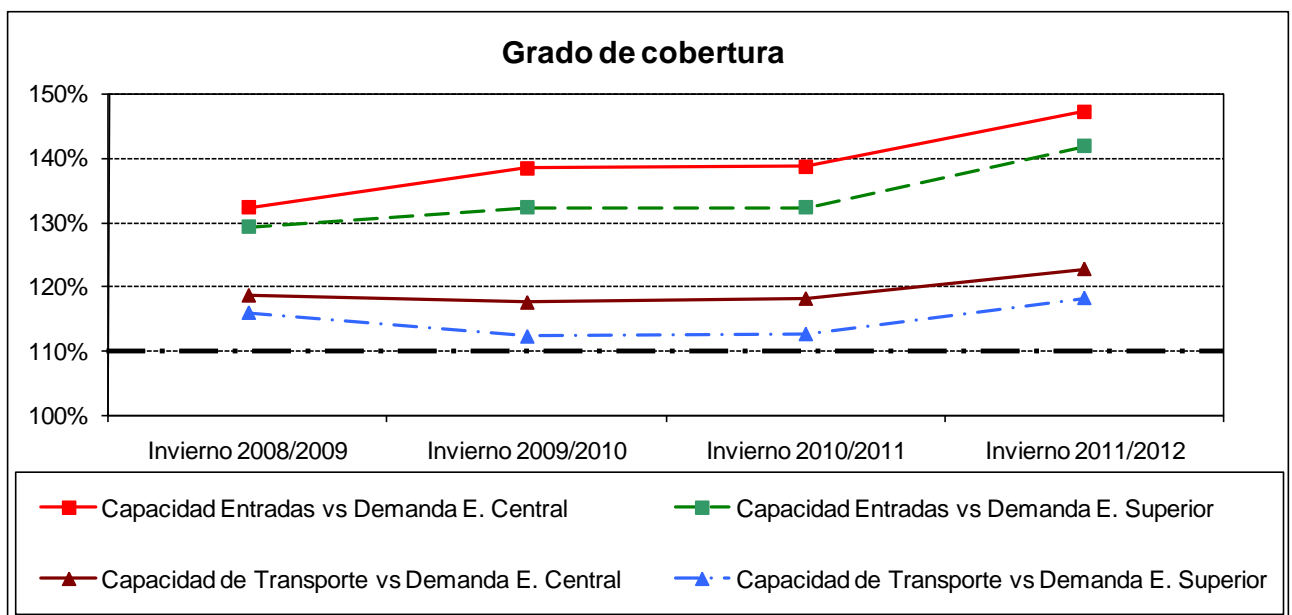


Figura 6.1.38. Grados de cobertura de la demanda en los escenarios central y superior en dos situaciones: teniendo en cuenta la totalidad de la capacidad nominal de entrada y considerando únicamente la capacidad disponible tras tener en cuenta las restricciones del sistema de transporte (capacidad transportable).

Fuente: CNE.

Bajo las hipótesis de este estudio se puede concluir que no es previsible que se presenten problemas de cobertura de demanda, salvo que se dieran situaciones de demanda punta superiores a las previstas y la capacidad de las entradas en ese momento fuese inferior a la descrita, principalmente porque las plantas de regasificación pueden ver disminuida su capacidad por falta de abastecimiento de gas si se producen cierres de puertos. En dichos casos, además de tenerse en cuenta posibles actuaciones, como el corte de la demanda interrumpible, se considera necesario el desarrollo de los Ejes de transporte que incrementan el mallado de la red actual, reduciendo las congestiones y flexibilizando la operativa del sistema, de forma

acorde con el desarrollo en paralelo de las capacidades de entrada. De hecho, según se ha puesto de manifiesto, las capacidades nominales de entrada al sistema dan lugar a unos coeficientes de cobertura notablemente superiores a los mínimos requeridos en la Planificación, si bien su posible utilización está limitada por la capacidad de transporte del sistema.

Se incide, por tanto, en la necesidad de coordinar y acompasar el desarrollo de las infraestructuras de entrada al sistema, con el desarrollo de las infraestructuras de transporte, y ambas teniendo en cuenta los márgenes y criterios relativos a la cobertura de la demanda y seguridad de suministro, establecidos en la Planificación. De lo contrario, se podría estar dotando al sistema de una capacidad de entrada excedentaria sin utilidad efectiva, al no verse respaldada por una capacidad de transporte suficiente y, por lo tanto, se podría incurrir en unos sobrecostes innecesarios para el sistema, que en última instancia, serían repercutidos a los consumidores, con el consiguiente perjuicio de éstos.

El criterio de seguridad denominado n-1 (atender la demanda en caso de fallo de alguna de las entradas al sistema, en particular, de la mayor de ellas, la planta de Barcelona) se cumple en el escenario de punta central, cubriendo durante todo el periodo, la totalidad de la demanda punta, en el caso de no existir congestiones en la red de transporte.

2. A la vista del presente informe se consideran como infraestructuras más urgentes y/o relevantes para los próximos años las siguientes:

- La adecuación de antiguos yacimientos como almacenamientos subterráneos y la puesta en operación de nuevos proyectos necesarios, tanto por la capacidad adicional de almacenamiento que aportan, como por el refuerzo de la seguridad de suministro que suponen ante el fallo de alguno de los puntos de entrada al sistema.
- Refuerzo del Eje Levante y nudo Tivissa, que consta de las duplicaciones de los gasoductos Tivissa – Castelnou, Paterna – Tivissa y Barcelona – Arbós y triplicación del gasoducto Tivissa- Arbós. Éstos contribuirán a eliminar la congestión del Eje del Levante y las restricciones de salida de la planta de Barcelona.
- Refuerzo del Eje Central, que consta de los gasoductos Zarza de Tajo – Yela, Yela - Villar de Arnedo y de la estación de compresión de Villar de Arnedo, así como del propio almacenamiento de Yela y de la conexión de éste por gasoducto hasta Algete. Permitirán comunicar el almacenamiento de Yela con el sistema y conectar las zonas gasista Centro y Valle del Ebro, incrementando de forma notable la capacidad de vehiculación de gas dirección sur – norte y disminuyendo, por tanto, las probabilidades de que se produzcan situaciones de congestión por falta de capacidad de transporte.



6.2 Previsiones de desarrollo y funcionamiento del sistema eléctrico en el periodo 2008 a 2013

La planificación de la red de transporte atiende a tres tipos de criterios: técnicos, económicos y estratégicos, que están relacionados entre sí.

Los criterios técnicos persiguen el cumplimiento de los requisitos de seguridad y fiabilidad para las futuras configuraciones de la red, requisitos que han de ser coherentes con los criterios técnicos establecidos en los procedimientos de operación del sistema.

Los criterios económicos permiten decidir entre las distintas opciones alternativas resultantes tras la aplicación de los criterios técnicos.

Se incorporan al plan de desarrollo las instalaciones que aporten beneficios económicos al sistema, evaluados por el ahorro de costes que significa su puesta en servicio. La función objetivo a minimizar es la siguiente:

Costes de instalaciones + Costes de operación

Cada nueva instalación de la red objeto del análisis producirá un determinado efecto en los componentes de la función objetivo.

- Los costes de instalaciones incluyen la valoración de la inversión asociada a las instalaciones que conforman cada actuación de los programas de desarrollo de la red de transporte, así como los costes de operar y mantener las mismas. Para la cuantificación de los costes de instalaciones se considera una amortización de duración igual a la vida estimada de las mismas.
- Los costes de operación evalúan los costes variables de explotación derivados de la expansión de la red de transporte. Estos costes están asociados a las pérdidas de transporte y a las restricciones técnicas que se producen en el sistema. La evaluación de los costes de operación se realiza utilizando un modelo de explotación anual en el que, considerando un perfil de precios, se simulan un elevado número de estados del sistema empleando una perspectiva probabilística de acuerdo con las hipótesis consideradas en los escenarios.

Las instalaciones que forman el plan de desarrollo son aquellas que permiten minimizar la función objetivo, es decir, los costes del sistema para alcanzar el nivel de fiabilidad mínimo establecido para la red de transporte en el Real Decreto 1955/2000 expresado en un tiempo de interrupción equivalente a la punta del sistema de 15 minutos por año. El valor otorgado a la energía no suministrada es el que garantiza, mediante el desarrollo de la red de transporte, el nivel de fiabilidad requerido.

Los refuerzos necesarios para la evacuación de la nueva generación se determinan en base a los informes sobre las solicitudes de acceso, teniendo en cuenta que dicho acceso sólo se puede denegar cuando no se disponga de capacidad suficiente para cumplir con los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema y, en este caso, se deben proponer alternativas de acceso en otro punto de conexión o de realización, si ello fuera posible, de los refuerzos necesarios en la red de transporte para eliminar la restricción de acceso.



La incorporación de toda nueva instalación debe realizarse de forma que las operaciones de conexión y desconexión al sistema no provoquen una degradación de la topología de la red de transporte ni de su operación, para ello se establecen ciertos criterios como son:

- Limitación del número de nudos no mallados entre dos nudos mallados.
- Limitación en la concentración de generación en un nudo.
- Coordinación entre los planes de desarrollo de la red de transporte y de las redes de distribución para conseguir la máxima eficiencia desde el punto de vista económico y el medioambiental, evitando en lo posible redundancias innecesarias tanto en la red de distribución como en sus apoyos desde la red de transporte.
- Las configuraciones preferentes para el diseño de los nuevos elementos de la red de transporte, establecidas en los Procedimientos de Operación del Sistema 13.1 y 13.3, son las siguientes:
 - Línea de 400 kV de doble circuito con conductor Cóndor en triplex.
 - Línea de 220 kV de doble circuito con conductor Gull en dúplex.
 - Subestación de 400 kV en interruptor y medio o anillo evolucionable.
 - Subestación de 220 kV en interruptor y medio, anillo evolucionable o doble barra con acoplamiento.
- Las subestaciones se construirán preferentemente con tecnología de aislamiento en aire salvo que, por condicionantes de espacio, medioambientales, o de otro tipo, sea necesario utilizar tecnología con aislamiento blindado o mixto.
- Las subestaciones existentes de simple barra o doble barra que se amplíen, y en su estado final alcancen cuatro o más posiciones sin contar el posible acoplamiento, deberán evolucionar a una configuración de las recogidas en el Procedimiento de Operación del Sistema 13.3.
- Debido a la incidencia en inversión, operación, mantenimiento, detección de fallos y reparación principalmente, los soterramientos de líneas serán objeto de estudios específicos, evitándose como criterio general los soterramientos parciales que den lugar a tramos discontinuos aéreo-subterráneo en la misma línea.
- En situaciones excepcionales para la definición de los nuevos refuerzos de la red de transporte se podrán considerar líneas con tres o más circuitos incluso de distinto nivel de tensión. Estas instalaciones atenderán la demanda de nuevos refuerzos en el caso de detectarse grandes dificultades para la construcción de nuevas líneas en simple y/o doble circuito convencionales. Sin embargo, el diseño de estas instalaciones multicircuito habrá de tener en cuenta la posibilidad de hacer descargos para trabajos de mantenimiento en uno cualquiera de los circuitos permaneciendo el resto trabajando en tensión, así como la incidencia de su contingencia en el comportamiento del sistema.



6.2.1 Infraestructuras de transporte de energía eléctrica

De acuerdo con la información aportada por el gestor del sistema tanto en la planificación como en el programa anual de instalaciones de las redes de transporte, las actuaciones en la red de transporte de energía eléctrica necesarias lo largo del horizonte de planificación 2008-2016 pueden ser clasificadas atendiendo a las siguientes motivaciones:

- MRdT: Mallado de la Red de Transporte: estas actuaciones se derivan de la necesidad de garantía de suministro general y local, constituyendo la motivación fundamental en el conjunto de las actuaciones.
- CInt: Conexiones internacionales: son las actuaciones asociadas con el refuerzo de las líneas de conexión internacional, integradas en la necesidad de aumento de la capacidad de intercambio del sistema, en particular con los sistemas periféricos y especialmente con el sistema europeo.
- ATA: Alimentación del Tren Alta Velocidad: actuaciones asociadas a los requisitos de alimentación eléctrica a cargas singulares, especialmente exigibles por los nuevos trenes de alta velocidad previstos.
- EvRO: Evacuación de generación de régimen ordinario: son las actuaciones asociadas a la evacuación de los grupos de generación en régimen ordinario.
- EvRE: Evacuación de generación en régimen especial (eólica, tratamiento de purines, etc.). Actuaciones asociadas a las previsiones de instalación de nueva generación de régimen especial (eólica, solar, etc.) y que hacen necesario no sólo el refuerzo de líneas, sino la de actuaciones de evacuación directa a la RdT mediante nuevas subestaciones.
- ApD: Apoyo a la distribución y demanda de grandes consumidores, excepto ATA. Son las actuaciones asociadas a la necesidad de garantizar el suministro local.

Las instalaciones se han identificado según la función que cumplen en el sistema como:

- Instalaciones estructurales: solucionan los problemas que afectan al buen funcionamiento del sistema en su conjunto en el horizonte y escenarios estudiados.
- Instalaciones de conexión: facilitan el enlace con la red de transporte de centrales de generación, subestaciones de distribución y consumidores.

A continuación se exponen, para cada una de las seis zonas de explotación en que se divide el sistema eléctrico peninsular español y para el sistema insular, las actuaciones en la red de transporte necesarias para los próximos ejercicios, así como su justificación cualitativa.



Estas actuaciones se clasifican, dependiendo de sí su ejecución este o no condicionada al cumplimiento de alguna condición previa, en los siguientes tipos:

- Actuaciones tipo A: Actuaciones programadas sin ningún tipo de condicionante
- Actuaciones tipo B1: Actuaciones de conexión condicionadas con incertidumbre moderada en cuanto a su ejecución
- Actuaciones tipo B2: Actuaciones de conexión condicionadas con incertidumbre media-alta en cuanto a su ejecución

ZONA NOROESTE: GALICIA

El desarrollo de la red en Galicia viene dado principalmente por la necesidad de:

- Interconexión con Portugal

Para incrementar la capacidad de interconexión y la seguridad de operación, se malla la red de 400 kV de los sistemas español y portugués en la zona del río Miño mediante un nuevo eje de 400 kV entre Pazos de Borbén y Vila do Conde. El tramo español será construido para doble circuito pero inicialmente sólo se instalará uno.

Esta interconexión implica el desarrollo de la red de 400 kV de la zona suroeste de Galicia: doble circuito (D/C) Cartelle-Pazos de Borbén 400 kV y una nueva unidad de transformación 400/220 kV en la subestación de Pazos de Borbén.

- Instalación de nuevos grupos térmicos de ciclo combinado a gas natural.
- Refuerzo de la red de apoyo a distribución en la zona de A Coruña, a través de dos nuevas subestaciones, Ventorrillo 220 kV y S.Marcos 220 kV, así como mallados adicionales de estas subestaciones con la red existente.

Adicionalmente, se han planificado las siguientes subestaciones:

- Nueva subestación en Puentes García Rodríguez 400 kV: para resolver los problemas de máxima concentración de generación en la subestación existente.
- Aluminio 400 kV: para mallado y refuerzo de la red de transporte, apoyo adicional a la red de distribución del norte de Lugo y refuerzo de la actual alimentación de la demanda industrial de la zona.
- Cornido 400 kV y Lugo 400 kV: para apoyo a la red de distribución en las zonas de El Ferrol y Lugo respectivamente.
- Balaídos 220 kV, N.Vigo 220 kV, Villagarcía 220 kV y Nueva Dumbría 220 kV: representan refuerzos de alimentación a distintos mercados locales.

Las actuaciones específicas en Galicia para la alimentación de las demandas singulares, en concreto para trenes de alta velocidad (TAV), se plasman en las nuevas subestaciones de 220 kV de Piñor y Tomeza y en la nueva subestación de Masgalán 400 kV.

La figura 6.1 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona hasta el año 2016.

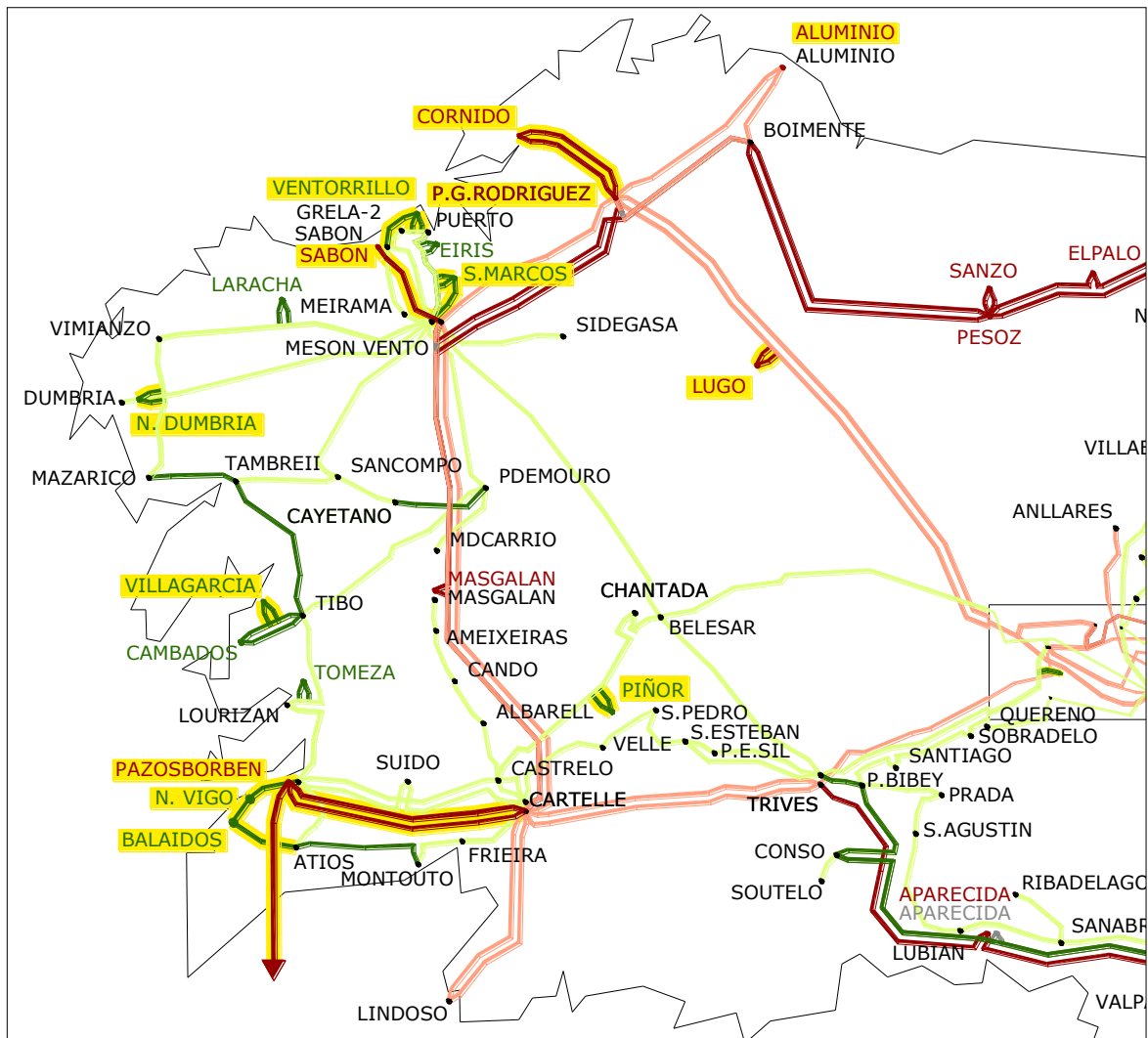


Figura 6.1. Actuaciones planificadas en la zona noroeste: Galicia. Periodo 2008-2016

ZONA NORTE: ASTURIAS, CANTABRIA Y PAIS VASCO.

El desarrollo de la red de transporte en estas CCAA viene dado principalmente por la necesidad de apoyar el mercado local y facilitar la evacuación de la generación localizada (Asturias). Entre dichas actuaciones cabe destacar:

- Mejorar la garantía de suministro en Irún mediante un segundo nuevo circuito de 220 kV.
- Incrementar la capacidad de exportación de España a Francia con el aumento de la capacidad de la línea Arkale-Hernani 220 kV mediante el cambio del conductor.
- Dar una alternativa de suministro a Castro-Urdiales desde La Jara 220 kV, puesto que los estudios de implantación han puesto de manifiesto la inviabilidad de realizar los apoyos que estaban previstos desde Abanto y desde Cicero.

- Nuevo eje de D/C de 400 kV Tabiella-Carrió-Costa Verde-Valle del Nalón-Sama, que permitirá cerrar un anillo de 400 kV en la zona central de Asturias. Con objeto de minimizar el impacto de este nuevo eje, se considera la posibilidad de aprovechamiento de trazas existentes: líneas Tabiella-Carrió 220 kV, Carrió-Uninsa 132 kV y Tanes-Pumarín 132 kV. Ello proporciona asimismo la posibilidad de apoyo desde la red de 400 kV a la red de distribución de 132 kV.
- Nueva subestación de Tamón 400 kV motivada por evacuación de generación, con transformación a una nueva subestación de Tamón 220 kV que permitirá dar apoyo a la demanda en la zona de Avilés, para lo cual es necesario también la repotenciación de la línea Soto-Trasona 220 kV, que actualmente está fuera de servicio en condiciones normales.
- Nueva subestación de Sama y modificación de la línea D/C Lada Velilla:

Adicionalmente, se han planificado las siguientes subestaciones:

- Mataporquera 400 kV: como refuerzo estructural que apoya a la red de 220 kV.
- Una nueva subestación en Villallana 220 kV, conectada en doble circuito con La Pereda y Soto, para compatibilizar los accesos de demanda en Villallana y Ujo, y de generación en La Pereda.
- Piélagos 220 kV, S. Claudio 220 kV, Labarces 220 kV, Silvota 220 kV y El Abra 220 kV : representan refuerzos de alimentación a distintos mercados locales.

Las actuaciones específicas en la zona para la alimentación de las demandas singulares, en concreto para trenes de alta velocidad (TAV), corresponden a ampliaciones en las subestaciones de Telleo 220 y Sama 400 kV en Asturias, y en las subestaciones de 400 kV de Amorebieta, Hernani y Vitoria en el País Vasco.

La figura 6.2 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2008-2016.

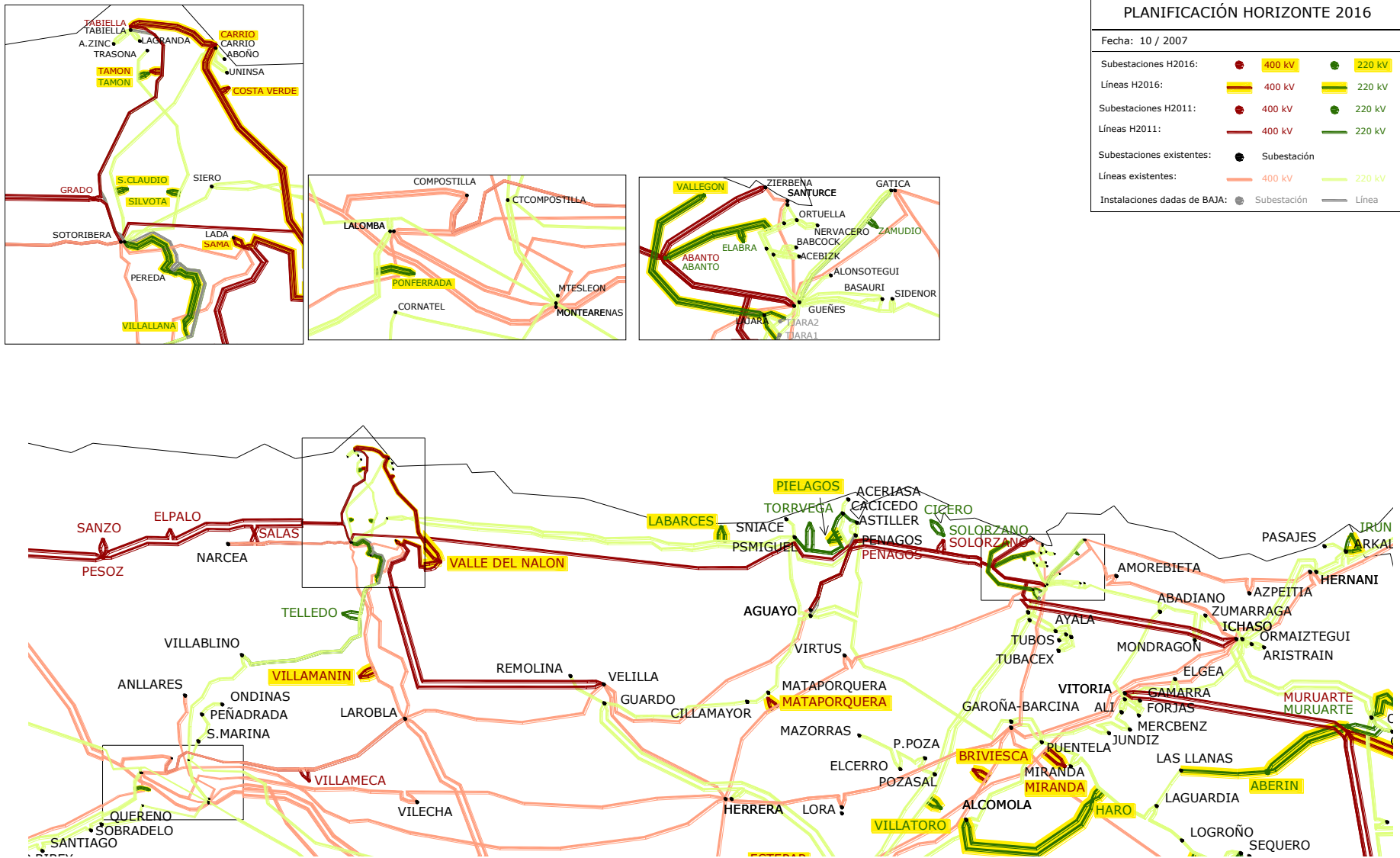


Figura 6.2. Actuaciones planificadas en la zona norte: Asturias-Cantabria-País Vasco. Periodo 2008-2016



ZONA NORDESTE: NAVARRA, LA RIOJA, ARAGON Y CATALUÑA.

El desarrollo de la red de transporte incluye las actuaciones necesarias que cumplen las siguientes funciones:

- Interconexión con Francia

Se considera un nuevo mallado de la red de 400 kV entre los sistemas español y francés a través de Navarra, desde la subestación de Muruarte 400 kV en el territorio español. Esta nueva interconexión complementará a la ya planificada interconexión este, a través de Cataluña, y permitirá alcanzar el objetivo de 4.000 MW de intercambio entre España y Francia a medio-largo plazo.

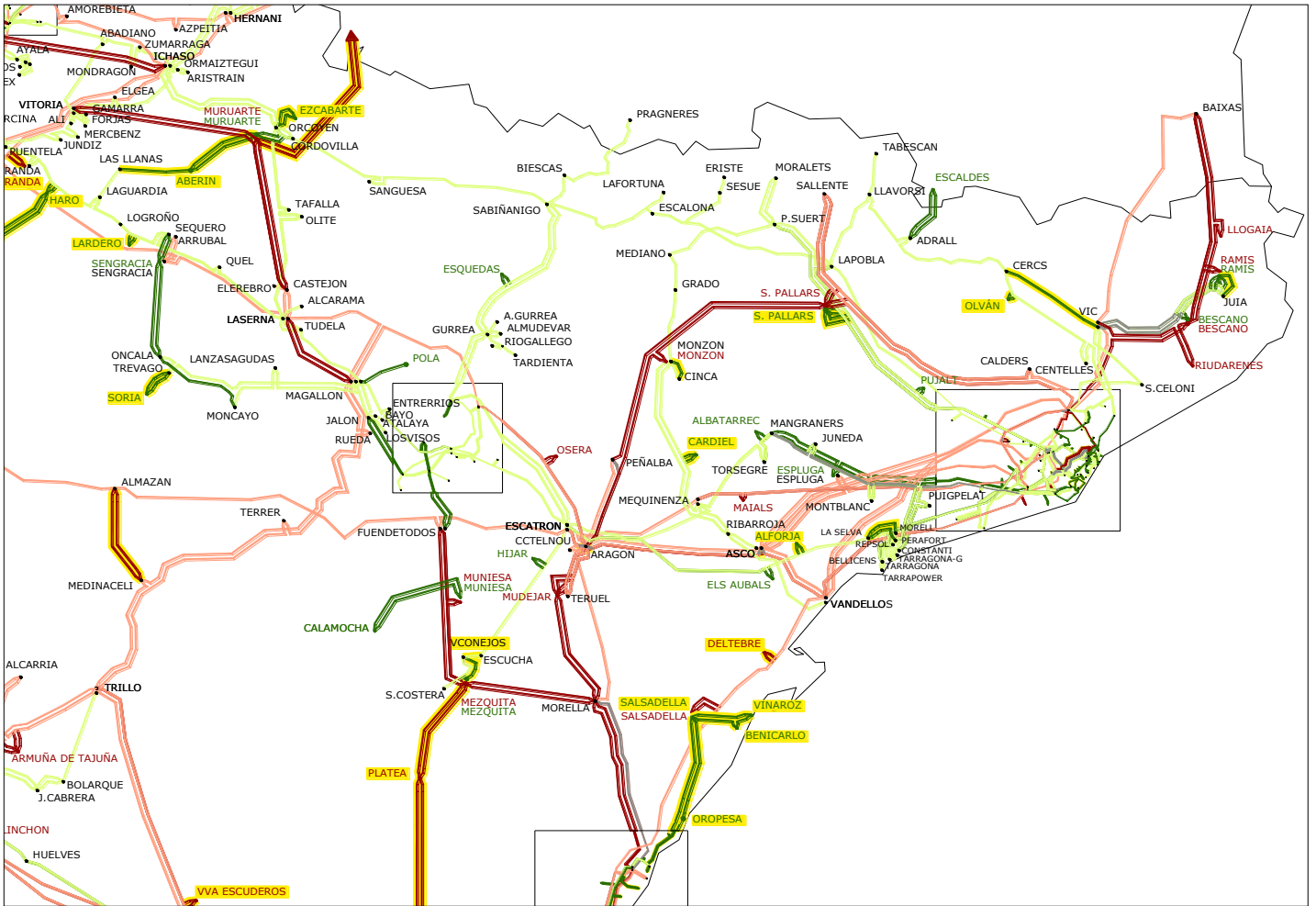
- Mallado de la red de transporte

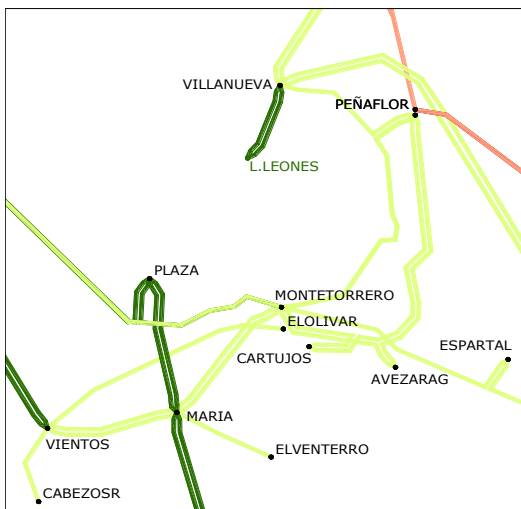
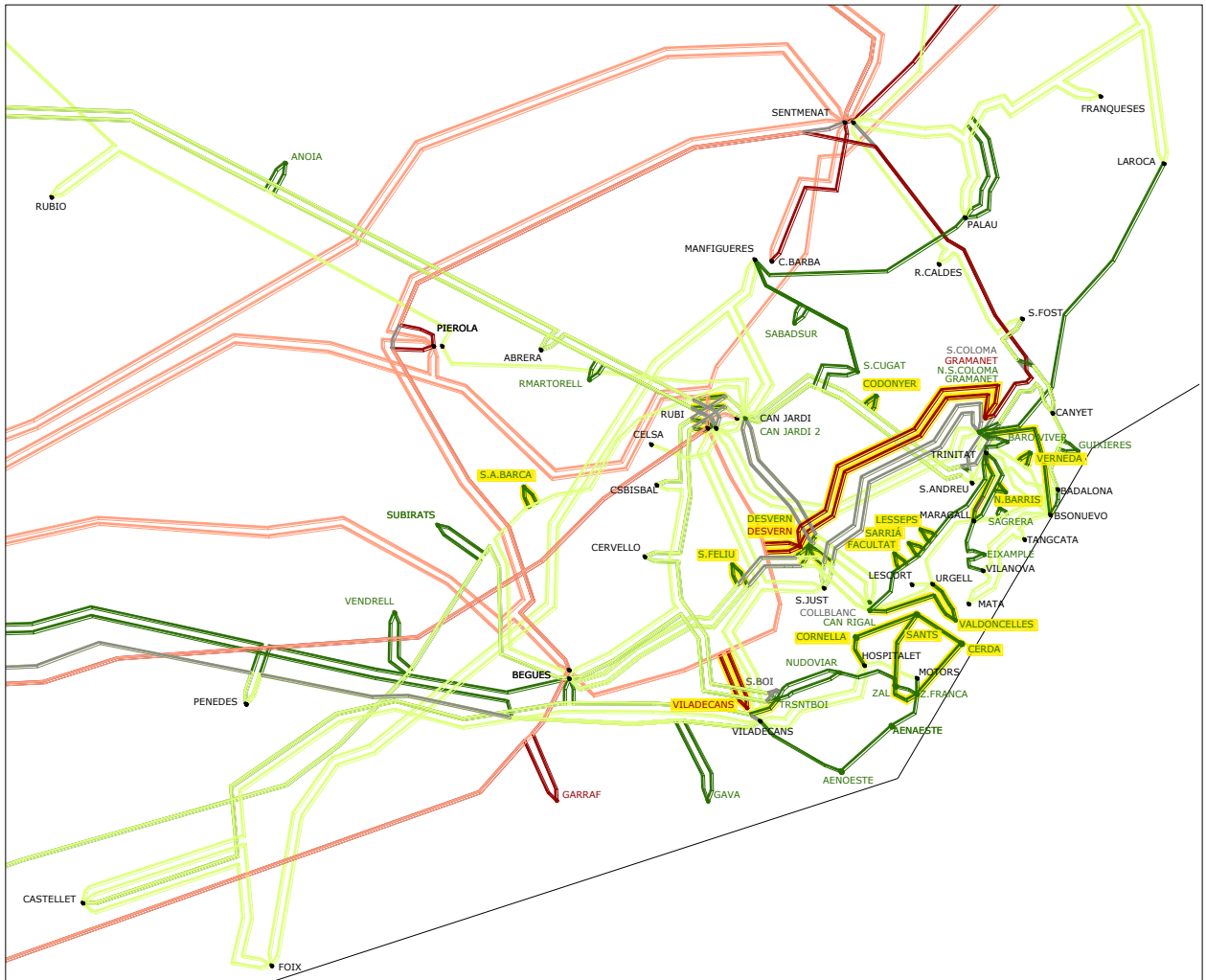
- Incrementar el mallado estructural de la red de 220 kV y el apoyo a distintos mercados locales en las comunidades de Navarra y La Rioja. Para lo cual se proyecta un eje en 220 kV desde Muruarte hasta La Guardia (Muruarte-Aberin-Las Llanas-La Guardia), el cual permite también conformar el mallado interno de la red de transporte en Navarra, y otro eje desde Haro hasta Alcocero de Mola.
- Con objeto de mejorar la evacuación de la generación prevista en Aragón, tanto de ciclo combinado como de régimen especial, así como de reforzar la alimentación de Valencia, se debe realizar el eje Mezquita-Platea desde su inicio en 400 kV, eliminándose por tanto el transitorio de funcionamiento en 220 kV. Asimismo, se sustituye el eje Platea-La Plana 400 kV (con funcionamiento inicialmente en 220 kV) por un nuevo doble circuito Platea-Turís 400 kV.
- Con objeto de optimizar la necesidad de nuevos desarrollos de red de transporte en un área de difícil implantación, se sustituye el doble circuito Mezquita-Escucha 220 kV por un doble circuito Mezquita-Valdeconejos 220 kV y simple circuito Valdeconejos-Escucha 220 kV, lo que permite aprovechar la red existente para evacuación de generación de régimen especial.
- Realizar el By-Pass operable de las subestaciones de 400 kV Aragón y Ascó e instalar una reactancia serie en la línea Ascó-Vandellós 400 kV para aliviar los problemas de estabilidad transitoria asociados a la excesiva concentración de producción en el eje Aragón-Ascó-Vandellós, así como instalar una nueva unidad de transformación en Escatrón 400/220 kV necesaria como resultado de los desmallados propuestos.
- Entrada/salida en Palau 220 kV de la línea S.Celoni-Sentmenat 220 kV.
- Mejorar la garantía de suministro en Cinca 220 kV mediante un segundo nuevo circuito de 220 kV y en el eje La Pobla-Cercs-Sentmenat 220 kV mediante un nuevo eje entre Cercs y Vic preparado para doble circuito.
- Nueva línea Ramis-Juiá 3 220 kV por cambio de tensión de una línea de 132 kV.
- Como refuerzo estructural en la zona metropolitana de Barcelona se proyecta Viladecans 400 kV desde donde se da apoyo a la red de 220 kV.



- Realizar las actuaciones encaminadas a la reducción de la corriente de cortocircuito en la zona de Barcelona.
- Repotenciar las líneas de 220 kV Moralets-Pont de Suert, Mequinenza-Ribarroja, Sentmenat-Riera de Caldes, Canyet-Sentmenat y el eje Constantí-Perafort-Montblanc 220 kV
- Nueva unidad de transformación monofásica de reserva en Vic 400/220 kV.
- Nuevo desarrollo de red en 400 kV y 220 kV en la zona de Els Aubals y La Secuita aprovechando el trazado del actual eje Escatron-Tarragona 220 kV hasta La Selva, condicionado a su viabilidad por estabilidad transitoria.
- Nueva subestación Salas de Pallars 220 kV, con transformación Salas de Pallars 400/220 kV y reactancia 150 Mvar en Salas de Pallars 400 kV.
- Cambio de topología de los DC de 220 kV C.Jardí-Cervelló/Castell Bisball y Rubí-Abrera/Riera de Martorell.
- Alimentación a mercados locales:
 - Nuevas subestaciones de 220 kV Híjar, Esquedas, Cardiel, Olván, Ezcabarte, Aberin, Haro y Lardero.
 - Delta del Ebro 400 kV: como apoyo a la red de distribución en la zona costera de Tarragona.
 - En el área de Barcelona aparecen nuevos mallados y puntos de apoyo al mercado local.
- Con objeto de facilitar la evacuación de generación de régimen especial en el eje Escatrón-Tarragona 220 kV, se incluye el mallado en 220 kV de la subestación La Selva 220 kV, así como una nueva subestación Alforja 220 kV.

La figura 6.3 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2008-2016.





PLANIFICACIÓN HORIZONTE 2016			
Fecha: 10 / 2007			
Subestaciones H2016:	● 400 kV	● 220 kV	
Líneas H2016:	— 400 kV	— 220 kV	
Subestaciones H2011:	● 400 kV	● 220 kV	
Líneas H2011:	— 400 kV	— 220 kV	
Subestaciones existentes:	● Subestación		
Líneas existentes:	— 400 kV	— 220 kV	
Instalaciones dadas de BAJA:	● Subestación	— Línea	

Figura 6.3. Actuaciones planificadas en la zona nordeste: Navarra-La Rioja-Aragón-Cataluña y detalle de Barcelona. Periodo 2008-2016



ZONA CENTRO: CASTILLA Y LEON, CASTILLA-LA MANCHA Y EXTREMADURA.

El desarrollo de red en estas Comunidades Autónomas viene determinado por las siguientes necesidades:

- Mallado de la red de transporte
 - Nuevo eje en 220 kV desde Ciudad Rodrigo hasta Béjar para apoyar a la red de 132 kV que va desde Salamanca a Extremadura.
 - Eliminación de la T Renedo 220 kV y T2 Palencia 220 kV, y nueva conexión de la subestaciones de Renedo 220 kV y Palencia 220 kV.
 - El segundo circuito Mudarra-Tordesillas 400 kV y el nuevo eje Almazán-Medinaceli 400 kV, que quedan condicionados a la instalación de nueva generación en las zonas correspondientes.
 - Se completa el eje estratégico de 400 kV Brazatortas-Manzanares-Romica (trasmanchega) con el nuevo D/C Manzanares-Romica. Esta actuación está asociada a la evacuación de generación de origen renovable.
 - Nuevo eje en 220 kV entre Aceca, Torrijos y Valmojado.
 - Nuevo eje en 220 kV entre Valmojado, Illescas y Pradillos.
 - Instalación del segundo circuito de 400 kV en el eje Almaraz-S. Serván-Brovaes-Guillena.
 - Segunda unidad de transformación Almaraz C.N. 400/220 kV de 500 MVA y nuevo D/C Almaraz C.N.-Almaraz E.T. 220 kV.
 - Nuevo eje de D/C Alburquerque-Campomayor-Vaguadas 220 kV.
 - Nueva unidad de transformación Balboa 400/220 kV de 500 MVA.
- Apoyo a zonas de mercado local:
 - Nueva subestación Soria 220 kV, para apoyo a las redes de distribución
 - Nuevas subestaciones de 220 kV: Ponferrada, Las Arroyadas, Corcos, Laguna, Villatoro, Bejar, Eborá, Valmojado, Illescas, Sta Teresa, Valdepeñas, Maimona y nueva subestación Cantalejo 400 kV.
 - Para mejorar la calidad de suministro en las capitales de Cáceres y Badajoz están previstas las siguientes nuevas subestaciones de 220 kV Los Arenales, Trujillo, Vaguadas, Campomayor y Montijo; y también el cambio de tensión de 132 kV a 220 kV de las líneas Cáceres-Trujillo que se convierte en Los Arenales-Trujillo, Vaguadas-Alvarado y Vaguadas-Mérida que se convierte en Vaguadas-Montijo-Mérida.
- Facilitar la evacuación de la nueva generación de ciclo combinado: Armuña de Tajuña 400 kV y Sayago 400 kV y de régimen especial en Puerto Lápice.

- Las actuaciones específicas, en la zona centro, para la alimentación de las demandas singulares debido a los nuevos ejes ferroviarios para trenes de alta velocidad (TAV), son las siguientes:
 - Tramo ferroviario Valladolid-Burgos-Vitoria: nuevas subestaciones de 400 kV Estepar y Briviesca.
 - Tramo ferroviario Venta de Baños-León-Asturias: nuevas subestaciones de 400 kV Becilla y Villamanín.
 - Tramo ferroviario Madrid-Levante: nuevas subestaciones de 400 kV Villanueva de los Escuderos y Campanario.
 - Tramo ferroviario Madrid-Badajoz: nuevas subestaciones de 400 kV La Pueblanueva, Mirabel, Cañaveral y Acuescar.

La figura 6.4 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2008-2016.
















PLANIFICACIÓN HORIZONTE 2016				
Fecha: 10 / 2007				
Subestaciones H2016:		400 kv		220 kv
Líneas H2016:		400 kv		220 kv
Subestaciones H2011:		400 kv		220 kv
Líneas H2011:		400 kv		220 kv
Subestaciones existentes:		Subestación		
Líneas existentes:		400 kv		220 kv
Tratamientos dados de BADA:		Subestación		Línea

Figura 6.4. Actuaciones planificadas en la zona centro: Castilla y León, Castilla-La Mancha y Extremadura. Periodo 2008-2016

ZONA DE MADRID

El desarrollo de red en esta región viene determinado por las siguientes necesidades:

- Asegurar el correcto funcionamiento de la red de transporte y garantizar el suministro de las nuevas demandas solicitadas en la zona de Madrid. Para ello es necesario el mallado en 220 kV entre las subestaciones de Anchuelo y Meco y entre las subestaciones de Arganzuela y La Estrella
- Garantizar el suministro a nuevos desarrollos urbanístico e industriales. Por ello surgen las siguientes nuevas subestaciones de 220 kV:
 - Las Matas, Valle del Arcipreste, Trigales, Parla Oeste, Buenavista, Lista, Retiro, F. Hito, Berrocales, Camarma y Alcalá II.

La figura 6.5 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2008-2016.



ZONA LEVANTE: COMUNIDAD VALENCIANA Y MURCIA.

El desarrollo de red en estas Comunidades Autónomas viene determinado por las siguientes necesidades:

- Mallado de la red de transporte
 - Realizar la separación de Nueva Escombreras 400 kV en dos subestaciones para aliviar los problemas de estabilidad transitoria asociados a la excesiva concentración de producción en la zona, y nueva unidad de transformación en El Palmar 400/220 kV.
 - Refuerzo del eje de 220 kV entre La Plana y Sagunto mediante el paso de una línea de 132 kV a 220 kV y nuevo doble circuito de 220 kV Vergel-Montebello.
 - Refuerzo del eje de 220 kV entre Fausita y Jijona mediante nuevos ejes de 220 kV que permiten la alimentación de nuevas subestaciones.
 - Con objeto de mejorar la evacuación de la generación prevista en Aragón, así como de reforzar la alimentación de Valencia, se debe realizar el eje Mezquita-Platea desde su inicio en 400 kV, eliminándose por tanto el transitorio de funcionamiento en 220 kV. Asimismo, se sustituye el eje Platea-La Plana 400 kV (con funcionamiento inicialmente en 220 kV) por un nuevo doble circuito Platea-Turís 400 kV. La nueva SE Turís 400/220 kV permite obtener un nuevo punto de apoyo desde la red de 400 kV a la red de 220 kV que alimenta Valencia capital.
 - Repotenciación de la línea de 400 kV Turís-Catadau 400 kV.
 - Nueva SE Jijona 400 kV, con transformación 400/220 kV, conectada a Benejama y Catadau mediante ejes de 400 kV que aprovechan trazas de líneas existentes de 220 kV.
- Apoyo a la demanda desde la red de transporte:
 - Para asegurar el suministro en la comunidad murciana son necesarios dos nuevos apoyos a la red de 132 kV desde dos nuevas subestaciones de 400 kV denominadas Carril y Ulea respectivamente. Además, surgen nuevos emplazamientos en 220 kV para garantizar el suministro de mercados locales.
 - En Valencia capital y sus alrededores se proyectan nuevos ejes y subestaciones de 220 kV que incrementan la fiabilidad y garantía del suministro de esta área.
 - En Castellón aparece un nuevo eje costero de 220 kV entre Salsadella y el área de La Plana para poder dar suministro a las nuevas demandas surgidas por los nuevos desarrollos turísticos de la zona costera. Esta actuación se complementa con el refuerzo del apoyo a mercados locales mediante la creación de nuevas subestaciones de 220 kV.
- Las actuaciones específicas en el Levante para la alimentación de las demandas singulares debido al nuevo eje ferroviario Madrid-Levante-Murcia-Almería para trenes de alta velocidad (TAV) son las nuevas subestaciones de 400 kV de Montesa y Sax.

La figura 6.6 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2008-2016.



- Cierre del anillo de 220 kV de Córdoba mediante una nueva subestación de 220 kV Azahara conectada por el norte de Córdoba a las subestaciones de Lancha y Casillas
- Refuerzo del eje costero de Granada y Málaga mediante los siguientes ejes de 220 kV: Órgiva-Los Montes, segundo circuito Benahavis-Jordana y Órgiva-Benahadux y Alhaurín-Polígono
- Apoyo en zonas de mercado de Andalucía.
 - Las nuevas subestaciones de 220 kV se concentran principalmente en Sevilla y su área de influencia y en las zonas costeras de Cádiz, Granada, Málaga y Almería. En el resto del territorio también aparecen algunos puntos de apoyo a mercados locales desde la red de 220 kV, destacando el refuerzo de la alimentación a Granada Capital mediante la nueva subestación de Padul 220 kV.
 - Nuevo eje de 220 kV Acerinox-Marismas-Pinar del Rey y nueva subestación Marismas 220 kV
 - Nueva subestación de 400 kV La Ribina como apoyo a la red de 132 kV de la zona de Almería
- Interconexión con Portugal
 - Para incrementar la capacidad de interconexión, y dotarla de mayor seguridad de operación, se malla la red de 400 kV de los sistemas español y portugués mediante un nuevo eje de 400 kV entre Guillena (España) y Sotavento (Portugal).
 - Esta interconexión implica el desarrollo de la red de 400 kV en las zonas de Huelva y Sevilla: D/C Guillena-Puebla de Guzmán. El tramo de Puebla de Guzmán a la frontera portuguesa será construido para doble circuito pero inicialmente sólo se instalará uno.
- Actuaciones específicas para la alimentación de las demanda singulares del tramo ferroviario Córdoba-Málaga
 - Nueva subestación Padul 220 kV, sustituyendo la ampliación de la subestación existente Caparacena 400 kV

La figura 6.7 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la zona en el periodo 2008-2016

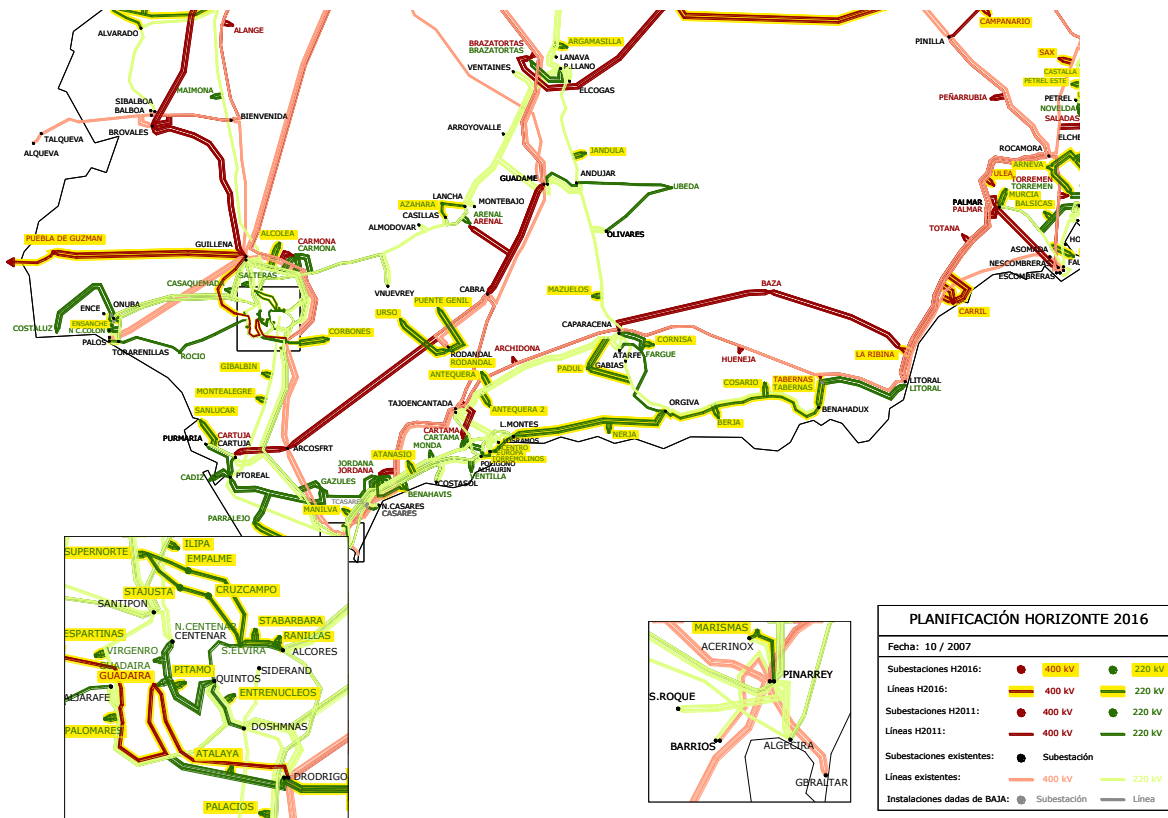


Figura 6.7. Actuaciones planificadas en la zona Sur: Andalucía. Periodo 2008-2016

BALEARES

Tras la puesta en servicio del enlace Mallorca-Ibiza, prevista para 2010, todas las islas del sistema balear estarán interconectadas. Por ello, teniendo en cuenta las indicaciones de los procedimientos de operación aprobados para los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, se ha considerado el sistema balear como un único sistema eléctrico en el análisis de la planificación con horizonte 2016. Se ha realizado un despacho económico conjunto con toda la generación disponible sin tener en cuenta restricciones de intercambio entre islas, identificando los nuevos elementos de red que serían necesarios para poder utilizar este despacho de generación.

En lo referente a generación eólica, se han considerado las potencias máximas que resultan en los estudios de integración eólica en Baleares realizados por Red Eléctrica (solicitados por la administración balear). Se ha supuesto una instalación de 130 MW en Mallorca y 80 MW en Menorca.

Entre las actuaciones más destacadas cabe señalar la necesidad de duplicar los enlaces Mallorca-Menorca y Mallorca-Ibiza con objeto de obtener un sistema conjunto mallado y fiable. Con independencia de la duplicación de los enlaces entre islas son necesarias actuaciones de refuerzo de la red de transporte en cada isla, especialmente en Ibiza.

A continuación se detallan las principales actuaciones necesarias en Mallorca.

- El proyecto del segundo enlace entre Mallorca-Menorca en 132 kV, se ha planteado inicialmente entre Artá y Ciudadela y va asociado al fortalecimiento de la red del este de la isla mediante su paso a 132 kV (ejes Artá-Bessons 66 kV, Artá-

Capdepera 66 kV, Artá-Millor 66 kV y Millor-Porto Cristo-Bessons 66 kV). Todo ello supondrá un aumento de la capacidad de transformación 220/132 kV en Bessons. A pesar de la disminución de la capacidad de transformación 220/66 kV que se produciría en paralelo, la subestación de Bessons conserva una elevada capacidad total de transformación que puede convertirla en crítica. Por ello, con el ánimo de trasladar parte de la transformación a Artá, se propone la transformación del tramo aéreo Bessons-Artá 132 kV (del enlace Mallorca-Menorca existente) en un doble circuito de 220 kV. Las topologías requeridas en las subestaciones de Bessons 220/132 kV (posibilidad de separación de barras), Artá 132 kV y Ciudadela 132 kV quedan condicionadas a los resultados del estudio de estabilidad dinámica.

- Ante la inviabilidad medioambiental de la realización de la línea Alcudia-Son Reus 220 kV, tercera vía de evacuación de la generación de Alcudia, se propone como alternativa el refuerzo de la evacuación desde Murterar hacia el noroeste de la isla. Inicialmente, se propone el paso a doble circuito de las líneas Alcudia2-San Martín 220 kV y Alcudia1-San Martín 66 kV. Está pendiente de determinar junto con el transportista la opción más viable, técnica y medioambientalmente, para el refuerzo del resto de la red de 66 kV de dicha zona.
- Para mejorar la alimentación de la demanda de las zonas sur y este de la isla de Mallorca, se amplía la red de 220 kV hacia estas zonas con el aumento de tensión de los ejes Son Orlandis-Llucmajor y Llucmajor-Bessons de 66 kV a 220 kV.
- Finalmente, debido a las altas corrientes de cortocircuito que se obtienen en la zona de la capital, se debe reestructurar la red de Palma. Dicha reestructuración incluye la separación de la subestación de Polígono en dos nudos eléctricos.

La figura 6.8 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la isla en el periodo 2008-2016.

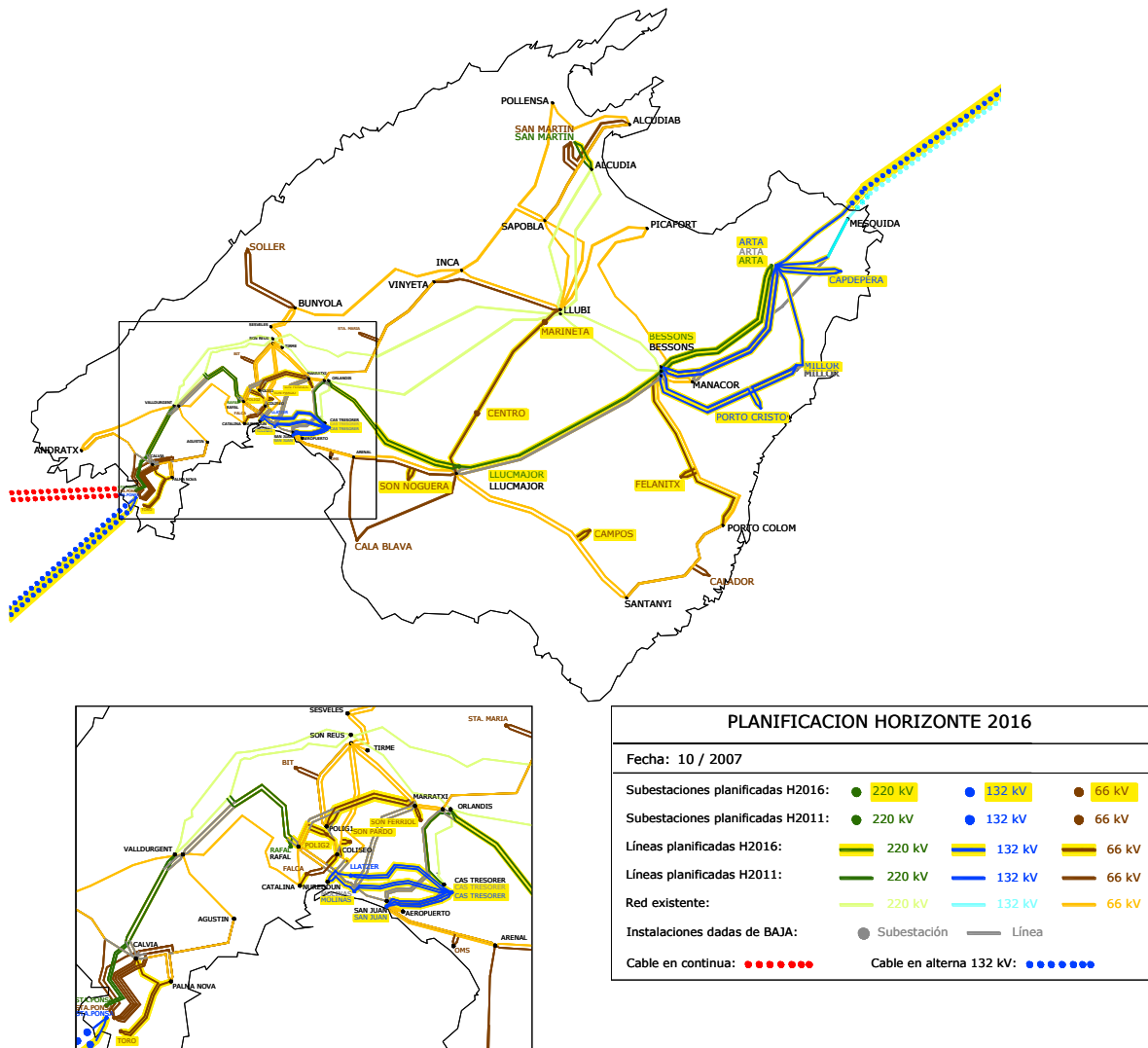


Figura 6.8. Actuaciones planificadas en la isla de Palma. Periodo 2008-2016

En Ibiza, debido al aumento de la demanda y a la debilidad de la red, se plantea una reestructuración importante, con las siguientes actuaciones:

- Paso a doble circuito de la línea Torrente-Santa Eulalia 66 kV, que queda preparada para su paso a 132 kV.
- Segundo enlace Mallorca-Ibiza en 132 kV entre Sta Ponsa y Torrente de características similares al primero.
- Paso a 132 kV de toda la red de transporte de Ibiza. Esto supone la transformación de 71 km de líneas (aéreas y subterráneas), algunas de las cuales son futuras, y la adecuación a 132 kV de 5 subestaciones de 66 kV junto con la adecuación de los transformadores de distribución, dado que el nivel de 66 kV desaparecería en estas subestaciones.

Finalmente, en Menorca no se necesitan actuaciones adicionales siempre y cuando se construya un segundo enlace con Mallorca. Sin embargo, si éste no se concreta se necesitaría reforzar la evacuación de la generación en Menorca mediante la creación de una tercera vía de evacuación de Mahón, hacia Mercadal o hacia Poima

La figura 6.9 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en las islas en el periodo 2008-20126.

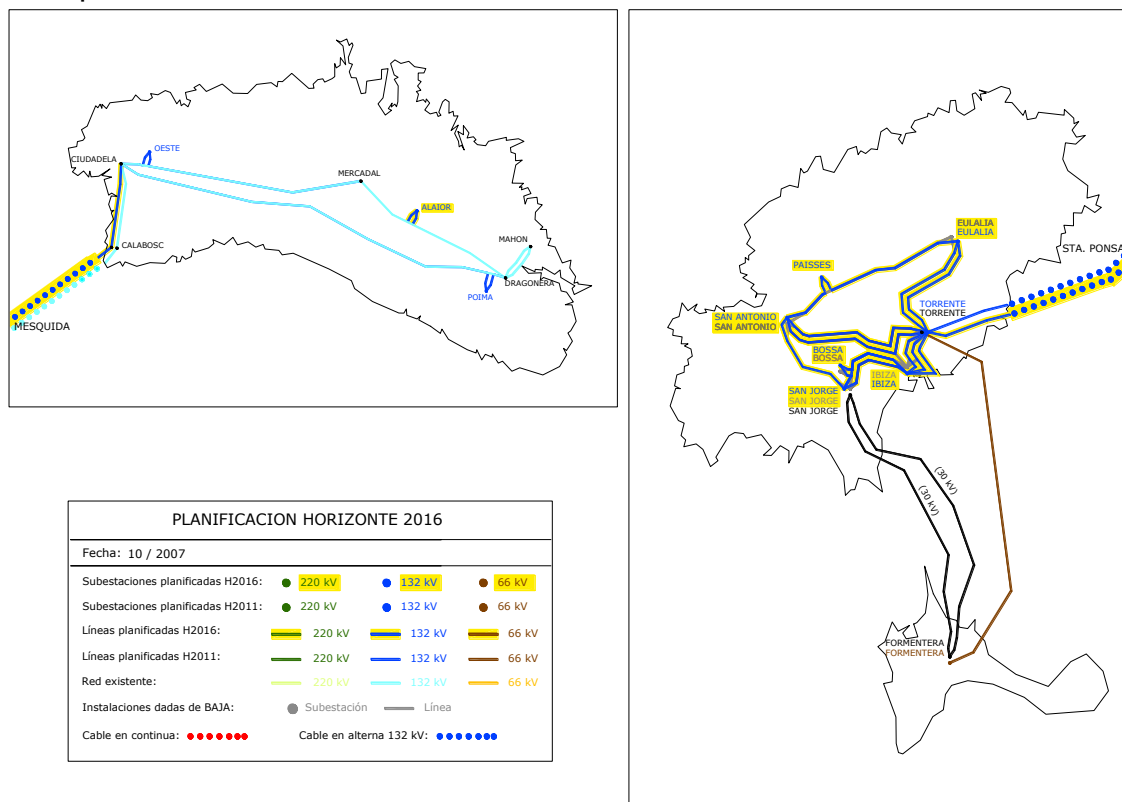


Figura 6.9. Actuaciones planificadas en Menorca-Ibiza-Formentera. Periodo 2008-2016

CANARIAS

Con el objeto de poder satisfacer la demanda prevista en 2016, en los sistemas canarios se han propuesto tanto nuevas instalaciones como aumentos de capacidad de transporte de líneas existentes (con cambio de tensión o sin él) y transformación de simples circuitos en dobles circuitos.

También se han analizado las necesidades de red derivadas de la integración de generación eólica. A este respecto, se han considerado los 1025 MW eólicos que el PECAN (Plan Energético de Canarias), publicado en junio de 2006, prevé que sean instalados en Canarias hasta 2015. Cabe destacar, sin embargo, que no existe certidumbre sobre la ubicación de los parques eólicos futuros.

Los criterios utilizados para dimensionar la red necesaria en los distintos sistemas eléctricos canarios son los que figuran en los procedimientos de operación vigentes. No obstante, estos criterios podrán verse complementados y/o matizados por las recomendaciones que, a modo de conclusión, se obtengan de los estudios que actualmente se están desarrollando en el seno del grupo de trabajo "Vulnerabilidad en Sistemas Eléctricos Aislados", constituido por acuerdo del grupo de trabajo de Planificación, siempre que las referidas recomendaciones sean asumidas por el MITYC.



Gran Canaria

En el sistema eléctrico de Gran Canaria las mayores necesidades de red se concentran, para el horizonte 2016, en la zona de la capital. Por ello, se propone la creación de un nuevo eje (doble circuito) de 220 kV Jinamar-Las Palmas Oeste (subestación futura), que permite reforzar la alimentación de la capital así como facilitar el transporte desde la generación de Jinamar y Barranco de Tirajana hacia el norte de la isla. En lo referente a la red de 66 kV, en el sur es necesario aumentar la capacidad de transporte entre Arguineguín 66 kV y Santa Águeda 66 kV con una nueva línea y la repotenciación de otra y remodelar el conexionado de las líneas de la zona de Matorral-Aldea Blanca, mientras que en la zona capitalina se incluye una nueva línea entre Guanarteme y Buenavista con E/S en la futura subestación de Cebadal. Finalmente, es necesario prever la adecuada evacuación de un tercer ciclo combinado cuya conexión podría realizarse en Barranco de Tirajana y la creación de nuevos puntos de evacuación de generación que reduzcan la vulnerabilidad del sistema eléctrico de Gran Canaria.

A continuación se detallan las actuaciones necesarias para poder suministrar la demanda prevista en 2016, cumpliendo los Procedimientos de Operación vigentes:

- Refuerzo del eje Arguineguín-Santa Águeda 66 kV con la instalación de un tercer circuito de 66 kV y 80 MVA.
- Desaparece la necesidad de que los dos ejes planificados de 66 kV Santa Agueda-Lomo Maspalomas hagan entrada/salida en Meloneras. Queda por tanto Meloneras conectada a la red mediante una línea a Santa Agueda y otra a Lomo Maspalomas.
- Nueva línea Guanarteme-Buenavista 66 kV con entrada/salida en la futura subestación de Cebadal.
- Alimentación de la capital desde Las Palmas Oeste 220 kV que conlleva un nuevo doble circuito de 220 kV Jinamar-Las Palmas Oeste (aprovechando un doble circuito de 66 kV existente), la nueva subestación de 220 kV de Las Palmas Oeste y dos transformadores 220/66 kV de 125 MVA en Las Palmas Oeste. En Las Palmas Oeste 66 kV se mantienen las dos líneas planificadas a Guanarteme 66 kV y se refuerza la conexión con Arucas y Barranco Seco mediante una segunda entrada/salida sobre Arucas-Barranco Seco 66 kV.
- Separación de Jinamar 66 kV en dos subestaciones para evitar las elevadas corrientes de cortocircuito previstas.
- Remodelación del conexionado de las líneas de 66 kV en la zona de Aldea Blanca-Matorral-B. Tirajana.
 - Sobre la línea Barranco de Tirajana-San Agustín se hace una entrada/salida en Aldea Blanca.
 - Sobre la línea Lomo Maspalomas-Matorral se hace una entrada/salida en Aldea Blanca.
 - Desaparece la T de Aldea Blanca-Barranco de Tirajana-Lomo Maspalomas y queda la línea Barranco de Tirajana-Lomo Maspalomas.



- Sobre la línea Barranco de Tirajana-Lomo Maspalomas se hace una entrada/salida en Matorral.
- Desaparece la entrada/salida de Aldea Blanca en la línea Barranco de Tirajana-Carrizal.
- Se sustituye la línea planificada Lomo Apolinario-Plaza la Feria 66 kV por la línea La Paterna (Lomo del Cardo)-Plaza la Feria 66 kV.
- Nueva subestación de 66 kV Parque Marítimo de Jinamar conectada a Jinamar mediante D/C y a Marzagán mediante D/C.
- Nuevo D/C 220 kV Barranco de Tirajana-Jinamar, conectando un circuito en Barranco de Tirajana I y el otro en Barranco de Tirajana II. Dicho nuevo D/C podría resultar innecesario si se construye una nueva central que evacue en la red de 220 kV del norte de la isla.
- Con objeto de reducir la criticidad del parque de 220 kV de Jinamar se plantea que una de las líneas de 220 kV que vienen desde La Paterna (Lomo del Cardo) y una de las líneas de 220 kV que vienen desde Las Palmas Oeste no entren en esta subestación y sigan hasta Barranco de Tirajana I y II.
- Nueva subestación de 220 kV, conectada en el eje Barranco de Tirajana-Santa Águeda, para evacuación de generación.
- Nueva subestación de 66 kV, conectada en el eje Arucas-Guía, para evacuación de generación.

También se han analizado las necesidades de red necesarias derivadas de la integración de generación eólica. A este respecto, se han considerado los 410 MW eólicos que el PECAN (Plan Energético de Canarias), publicado en junio de 2006, prevé que se instalen en Gran Canaria hasta 2015. No existe certidumbre sobre la ubicación concreta de la instalación de dicha generación, aunque se prevé que la mayor parte se instale en torno al eje Barranco de Tirajana-Carrizal y una pequeña parte cerca de la subestación de Guía. Por este motivo, en los estudios se han considerado 82 MW instalados en cada una de las siguientes subestaciones: Guía, Carrizal, Arinaga, Aldea Blanca y Matorral. Con el escenario de generación eólica planteado las actuaciones propuestas (para cubrir las contingencias de nivel 1) son suficientes, siempre que los parques eólicos cumplan los requisitos técnicos correspondientes. Una distribución de la generación muy distinta de la planteada requeriría de un estudio adicional.

La figura 6.10 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la isla en el periodo 2008-2016.

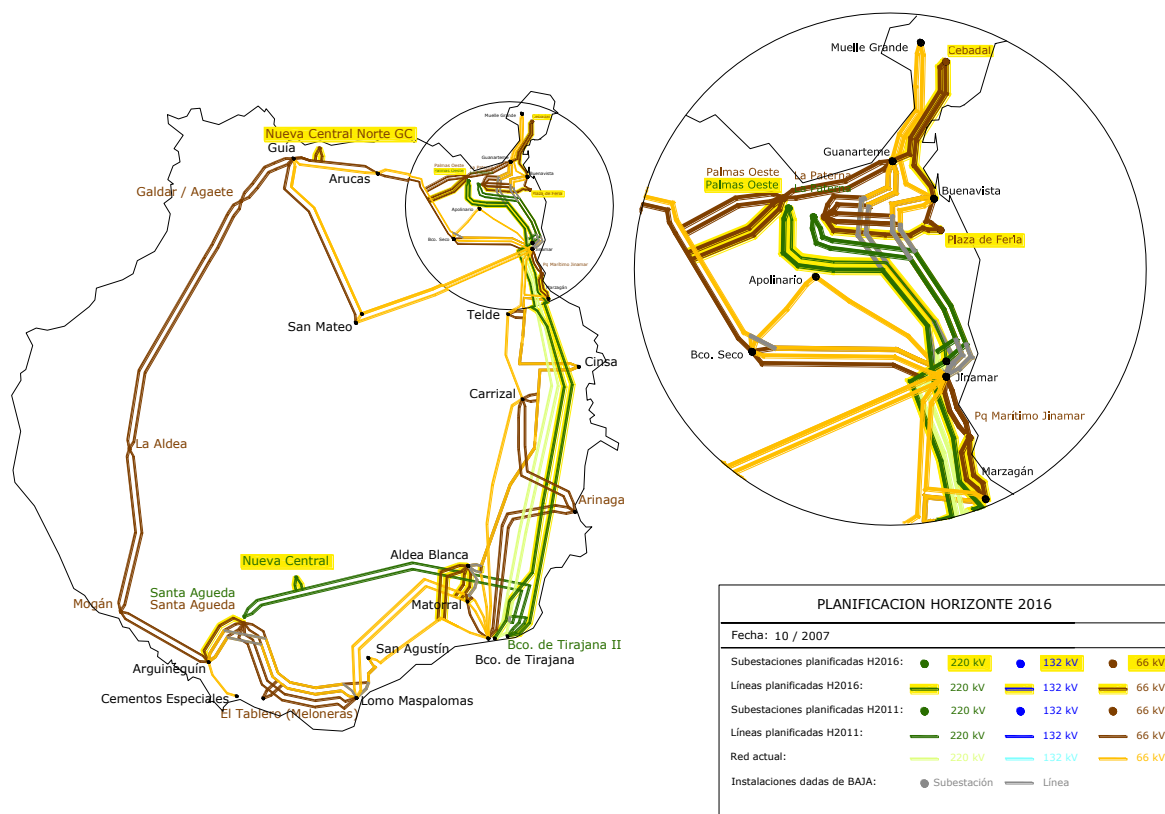


Figura 6.10. Actuaciones planificadas en Gran Canaria. Periodo 2008-2016

Tenerife

En cuanto al sistema eléctrico de Tenerife, a raíz del impacto de la tormenta tropical Delta sobre la red de 66 kV de Tenerife, se planificó la reconstrucción de los ejes dañados de 66 kV (Candelaria-Granadilla y Candelaria-Geneto) preparados para funcionar a 220 kV, previéndose el cambio efectivo de tensión para 2010 y 2012 respectivamente. Este refuerzo, junto con el resto de las actuaciones incluidas en la revisión de la planificación de infraestructuras 2005-2011 de marzo de 2006, hace que sólo sea necesario planificar un pequeño número de actuaciones adicionales para cubrir la demanda prevista en 2016.

A continuación se detallan las actuaciones necesarias para poder suministrar la demanda prevista en 2016, cumpliendo los Procedimientos de Operación vigentes:

- Tercer transformador 220/66 kV en Los Vallitos.
- Tercer transformador 220/66 kV en Geneto.
- Tercer transformador 220/66 kV en Buenos Aires.
- Doble circuito de 66 kV San Isidro-Polígono de Granadilla de 2 x 80 MVA.
- Tercer transformador 220/66 kV en Candelaria dependiendo de si se produce la baja de los grupos que evacuan en Candelaria 66 kV.



- Remodelación de la red de 66 kV de la zona norte metropolitana de Sta. Cruz y La Laguna. Entre las dos nuevas inyecciones de 220 kV de esta zona, Buenos Aires y Geneto, se crea una malla de doble circuito de 66 kV: Buenos Aires-San Telmo, San Telmo-Dique del Este, Dique del Este-Geneto (con una E/S en Manuel Cruz y otra en Ballester), Geneto-Guajara (con E/S en La Laguna Oeste) y Guajara-Buenos Aires.
- Nueva subestación de 66 kV, conectada en el eje San Telmo-Dique del Este, para evacuación de generación.
- Nueva subestación de 66 kV, conectada en el eje Farrobillo-Icod, para evacuación de generación.
- Nuevo doble circuito Los Vallitos-Los Olivos 220 kV. En el paso de la línea Guía de Isora-Los Olivos 66 kV a doble circuito se deja preparada para 220 kV.

Con las actuaciones más arriba mencionadas se hace innecesaria la instalación del cuarto circuito Los Vallitos-Los Olivos 66 kV hasta el año 2016.

También se han analizado las necesidades de red derivadas de la integración de generación eólica. A este respecto, se han considerado los 402 MW eólicos que el PECAN (Plan Energético de Canarias), publicado en junio de 2006, prevé que se instalen en Tenerife hasta 2015. No existe certidumbre sobre la ubicación concreta de la instalación de dicha generación, aunque se prevé que la mayor parte de las instalaciones se sitúen en la zona comprendida entre Polígono de Granadilla y Polígono de Güimar. Por este motivo, los nudos de evacuación podrían ser Polígono Granadilla, Polígono Güimar y Arico 66 kV. Sin embargo, dada la magnitud de generación eólica y fotovoltaica prevista, se ha propuesto un nudo evacuación en 220 kV creado mediante E/S sobre la línea Candelaria-Granadilla 220 kV. De ésta forma, si se evacúa la generación eólica entre estos cuatro nudos, no se prevé la necesidad de actuaciones adicionales en la red de transporte. Una distribución de la generación muy distinta de la planteada requeriría de un estudio adicional.

La figura 6.11 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la isla en el periodo 2008-2016.

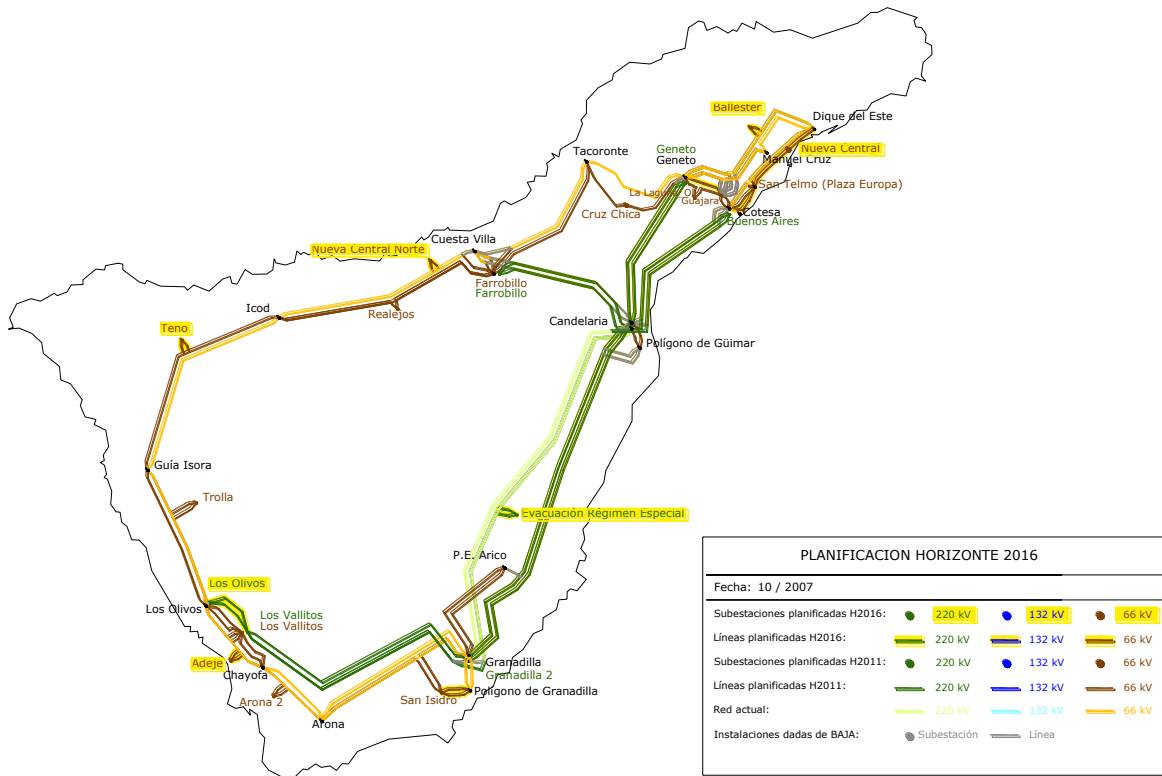


Figura 6.11. Actuaciones planificadas en Tenerife. Periodo 2008-2016

La figura 6.12 representa las actuaciones de la red de transporte planificadas en la isla en el periodo 2008-2016.

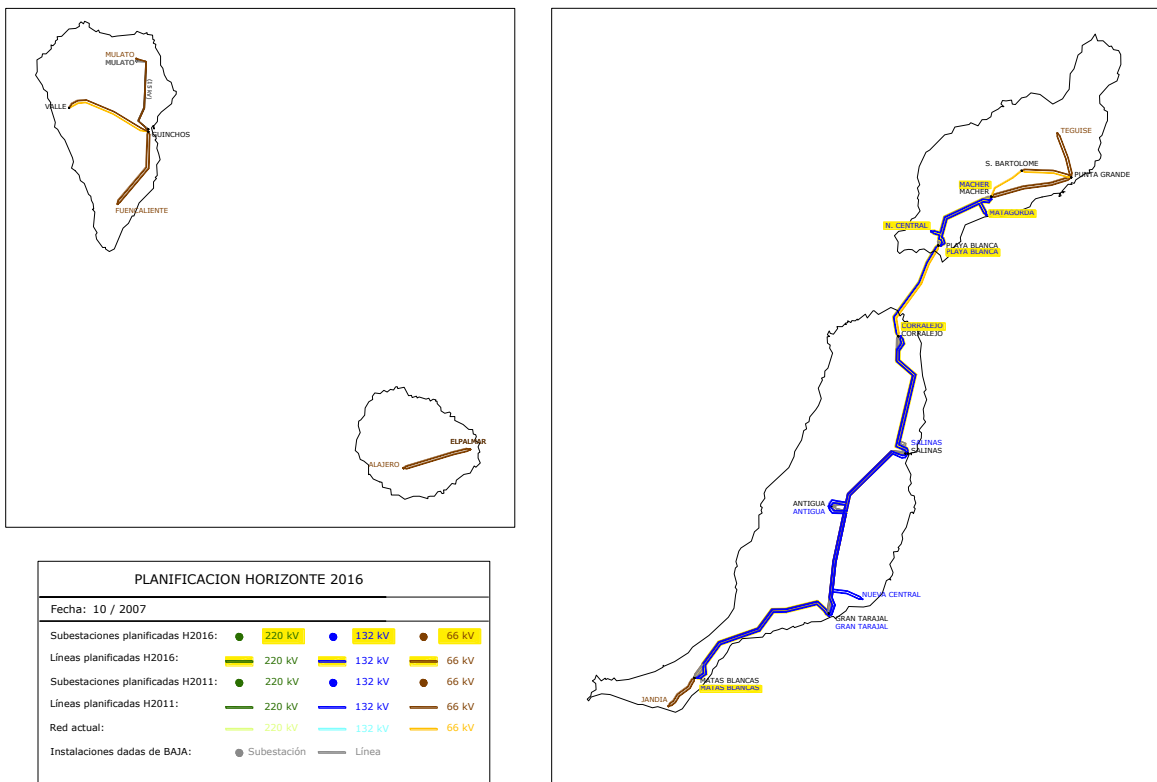


Figura 6.12. Actuaciones planificadas y red existente en las islas de Fuerteventura, Lanzarote, La Palma y La Gomera.



Lanzarote-Fuerteventura

Con objeto de poder suministrar adecuadamente la demanda prevista en 2016, en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura, es necesario que todas las nuevas actuaciones queden preparadas para el paso a 132 kV, siendo el paso efectivo en el momento en que crecimiento de la demanda lo haga necesario.

En Lanzarote esto implica el paso a 132 kV del doble eje de 66 kV Playa Blanca-Macher. También sería necesario el paso a 132 kV del doble eje de 66 kV Macher-Punta Grande, pero dado que dicho eje se ha construido mediante cable aislado subterráneo y, por tanto, no es posible su paso a 132 kV, se hace más necesario (aún) un emplazamiento de generación en el sur de la isla de Lanzarote. Para conectar a la red de 132 kV los nudos de 66 kV existentes son necesarios 2 transformadores de 70 MVA en Playa Blanca, 2 transformadores de 70 MVA en Macher y 2 transformadores de 70 MVA en la futura subestación de Matagorda. También se plantea la instalación del segundo cable Corralejo-Playa Blanca preparado para funcionar a 132 kV, haciendo efectivo el cambio de tensión al final del periodo.

En la red de Fuerteventura es necesario ampliar la red de 132 kV pasando los dobles circuitos de 66 kV de Gran Tarajal - Matas Blancas y Corralejo - Las Salinas a 132 kV. Para conectar a la red de 132 kV los nudos de 66 kV existentes son necesarios 2 transformadores de 70 MVA en Matas Blancas, 1 transformador de 125 MVA en Las Salinas (el tercero en esta subestación) y 2 transformadores de 70 MVA en Corralejo además de los ya incluidos en la planificación 2005-2011.

En el PECAN de junio de 2006 se prevén 162 MW eólicos en el sistema Lanzarote-Fuerteventura. Dado que se desconoce la ubicación de los parques futuros se ha evaluado la evacuación de los 162 MW previstos en el PECAN instalando la mitad en Punta Grande 66 kV y la otra mitad en Matas Blancas. Si se instalan 81 MW eólicos en Matas Blancas puede ser necesaria transformación 66/132 kV adicional o su evacuación directamente en 132 kV. Una distribución de la generación muy distinta de la planteada requeriría de un estudio adicional.

La Palma

En La Palma no se ha detectado la necesidad de actuaciones adicionales para cubrir la demanda prevista en 2016. Es suficiente con las actuaciones incluidas en la planificación 2005-2011.

La Gomera

En La Gomera no se ha detectado la necesidad de actuaciones adicionales para cubrir la demanda prevista en 2016. Es suficiente con las actuaciones incluidas en la planificación 2005-2011.



Refuerzos que se consideran prioritarios y deben ser ejecutados de forma inmediata

En los ficheros que se adjuntan se incluye el listado de instalaciones programadas en el periodo 2008-2016 en el sistema peninsular y en los sistemas eléctricos canario y balear.

Del conjunto de estas instalaciones deben tener carácter de prioritarias todas aquellas programadas en los tres primeros años del periodo, destacando aquellas cuya planificación ha sido motivada por su carácter estructural para el mallado de la red de transporte y garantía de suministro o por su carácter regional y local de apoyo a la red de distribución. En las siguientes tablas se muestran las instalaciones que está previsto abordar o que ya han sido abordadas en el ejercicio 2008.



ZONA NOROESTE: GALICIA

Líneas

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD	
EIRIS	PUERTO	220	1	Alta E/S Línea	9	2009	A							X
EIRIS	MESON DO VENTO	220	1	Alta E/S Línea	25	2009	A							X
MESON DO VENTO	PUERTO	220	1	Baja E/S Línea	26	2009	A							X

Subestaciones, condensadores y reactancias

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	kV	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD	
EIRIS	Nueva subestación	220	2009	A							X
ATIOS	Ampliación subestación	220	2009	A							X
LOURIZAN	Ampliación subestación	220	2009	B1							X
SANTIAGO DE COMPOSTELA	Ampliación subestación	220	2009	A							X
BOIMENTE	Ampliación subestación	400	2009	B1					X		X

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					
							MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD
BOIMENTE	Nuevo transformador	AT3	400/132	450	2009							X



ZONA NORTE: PRINCIPADO DE ASTURIAS, CANTABRIA Y PAIS VASCO.

Líneas

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD
PENAGOS	SOTO DE RIBERA	400	1	Nueva Línea	101	2009	A	X			X	X	X
PENAGOS	T UDALLA	400	1	Alta cambio topología Línea	24	2009	A						X
ABANTO	T UDALLA	400	1	Alta cambio topología Línea	32	2009	A						X
UDALLA	T UDALLA	400	1	Alta cambio topología Línea	1	2009	A						X
PENAGOS	ABANTO	400	1	Baja cambio topología Línea	56	2009	A						X
PENAGOS	SOTO DE RIBERA	400	1	Nueva Línea	77	2009	A	X			X	X	X
CACICEDO	PUENTE SAN MIGUEL	220	1	Nueva Línea	20	2009	A	X					X
ARKALE	IRUN	220	1	Nueva Línea	10	2009	A						X



Subestaciones, condensadores y reactancias

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD
SIERO	Ampliación subestación	220	2009	B1						X
AGUAYO	Ampliación subestación	220	2009	A						X
CACICEDO	Ampliación subestación	220	2009	A						X
AGUAYO	Ampliación subestación	220	2009	B1					X	X
T UDALLA	Nueva T	400	2009	A						X
UDALLA	Nueva subestación	400	2009	A						X
IRUN	Nueva subestación	220	2009	A						X
LA JARA	Renovación subestación	220	2009	A	X				X	
SANTURCE	Ampliación subestación	220	2009	A						X
ELGEA	Ampliación subestación	220	2009	A					X	X
SANTURCE	Ampliación subestación	220	2009	A						X
AMOREBIETA	Ampliación subestación	400	2009	A			X			
HERNANI	Ampliación subestación	400	2009	A			X			
VITORIA	Ampliación subestación	400	2009	A			X			



ZONA NORDESTE: COMUNIDAD FORAL DE NAVARRA, LA RIOJA, ARAGON Y CATALUÑA

Líneas

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD
LA SERNA	QUEL	220	1	Repotenciación Línea	37	2009	A	X				X	X
SANTA ENGRACIA	EL SEQUERO	220	1	Nueva Línea	10	2009	A	X				X	X
SANTA ENGRACIA	EL SEQUERO	220	2	Nueva Línea	10	2009	A	X				X	X
MIRANDA	HARO	220	1	Alta E/S Línea	14	2009	A						X
HARO	LAGUARDIA	220	1	Alta E/S Línea	19	2009	A						X
LAGUARDIA	MIRANDA	220	1	Baja E/S Línea	30	2009	A						X
QUEL	EL SEQUERO	220	1	Repotenciación Línea	31	2009	A	X				X	X
LOGROÑO	EL SEQUERO	220	1	Repotenciación Línea	26	2009	A	X				X	X
ENTRERRIOS	MONTE TORRERO	220	1	Repotenciación Línea	42	2009	A	X					X
RUBI	MAIALS	400	1	Alta E/S Línea	132	2009	A					X	
MEQUINENZA	MAIALS	400	1	Alta E/S Línea	21	2009	A					X	
MEQUINENZA	RUBI	400	1	Baja E/S Línea	152	2009	A					X	
PIEROLA	VIC	400	1	Repotenciación Línea	75	2009	A	X					
BESCANO	RIUDARENES	400	1	Alta E/S Línea	30	2009	A			X			X
RIUDARENES	VIC	400	1	Alta E/S Línea	48	2009	A			X			X
BESCANO	VIC	400	1	Baja E/S Línea	44	2009	A			X			X
BESCANO	SENTMENAT	400	1	Nueva Línea	79	2009	A	X	X	X			



BESCANO	VIC	400	1	Nueva Línea	44	2009	A	X	X	X			
BESCANO	SANTA LLOGAIA	400	1	Nueva Línea	40	2009	A	X	X	X			X
BESCANO	SANTA LLOGAIA	400	2	Nueva Línea	40	2009	A	X	X	X			X
BEGUES	PIEROLA	400	1	Alta E/S Línea	28	2009	A	X					
PIEROLA	SENTMENAT	400	2	Alta E/S Línea	42	2009	A	X					
BEGUES	SENTMENAT	400	1	Baja E/S Línea	64	2009	A	X					
PIEROLA	GRAMANET	400	1	Nueva Línea	56	2009	A	X					
PIEROLA	SENTMENAT	400	2	Baja Línea	42	2009	A	X					
PONT DE SUERT	LA POBLA	220	1	Repotenciación Línea	28	2009	A	X			X		
BESCANO	VIC	220	1	Alta E/S Línea	39	2009	A	X					
BESCANO	JUIA	220	1	Alta E/S Línea	24	2009	A	X					
JUIA	VIC	220	1	Baja E/S Línea	61	2009	A	X					
CANYET	SANT FOST	220	1	Alta cambio topología Línea	6	2009	A	X					
PASO AEREO-SUBTERRANEO VIA FAVENCIA 1	SANT FOST	220	1	Baja cambio topología Línea	8	2009	A	X					
CANYET	SENTMENAT	220	1	Baja cambio topología Línea	21	2009	A	X					
CANYET	SANTA COLOMA	220	1	Alta cambio topología Línea	2	2009	A	X					
PASO AEREO-SUBTERRANEO VIA FAVENCIA 1	CODONYER	220	1	Alta cambio topología Línea	7	2009	A	X					
CANYET	CODONYER	220	1	Baja cambio topología Línea	14	2009	A	X					
SANTA COLOMA	TRINITAT	220	2	Nuevo Cable	3	2009	A	X					
SANTA COLOMA	BARO DE VIVER	220	1	Alta E/S Línea	2	2009	A			X			



BARO DE VIVER	TRINITAT	220	1	Alta E/S Línea	2	2009	A			X			
SANTA COLOMA	TRINITAT	220	2	Baja E/S Línea	3	2009	A			X			
CANYET	GRAMANET	220	1	Alta cambio topología Línea	2	2009	A	X					
CANYET	SANTA COLOMA	220	1	Baja cambio topología Línea	2	2009	A	X					
BARO DE VIVER	GRAMANET	220	1	Alta cambio topología Línea	2	2009	A	X					
SANTA COLOMA	BARO DE VIVER	220	1	Baja cambio topología Línea	2	2009	A	X					
BESOS NUEVO	GRAMANET	220	1	Alta cambio topología Línea	7	2009	A	X					
BESOS NUEVO	SANTA COLOMA	220	1	Baja cambio topología Línea	7	2009	A	X					
TRINITAT	GRAMANET	220	1	Alta cambio topología Línea	3	2009	A	X					
SANTA COLOMA	TRINITAT	220	1	Baja cambio topología Línea	3	2009	A	X					
NUEVO SANTA COLOMA	GRAMANET	220	1	Nueva Línea	0	2009	A	X					
NUEVO SANTA COLOMA	GRAMANET	220	2	Nueva Línea	0	2009	A	X					
SANT JUST	NUEVO SANTA COLOMA	220	1	Alta cambio topología Línea	13	2009	A	X					
SANT JUST	NUEVO SANTA COLOMA	220	2	Alta cambio topología Línea	13	2009	A	X					
SANTA COLOMA	SANT JUST	220	1	Baja cambio topología Línea	13	2009	A	X					
SANTA COLOMA	SANT JUST	220	2	Baja cambio topología Línea	13	2009	A	X					
RUBI	NUEVO SANTA COLOMA	220	1	Alta cambio topología Línea	20	2009	A	X					
RUBI	NUEVO SANTA COLOMA	220	2	Alta cambio topología Línea	20	2009	A	X					
RUBI	SANTA COLOMA	220	1	Baja cambio topología Línea	20	2009	A	X					



RUBI	SANTA COLOMA	220	2	Baja cambio topología Línea	20	2009	A	X					
LA SELVA	ELS AUBALS	220	1	Alta E/S Línea	42	2009	A					X	X
ESCATRON B (DEFASADOR)	ELS AUBALS	220	1	Alta E/S Línea	95	2009	A					X	X
LA SELVA	ESCATRON B (DEFASADOR)	220	1	Baja E/S Línea	137	2009	A					X	X
ABRERA	PUJALT	220	1	Alta E/S Línea	51	2009	A					X	
LA POBLA	PUJALT	220	1	Alta E/S Línea	77	2009	A					X	
ABRERA	LA POBLA	220	1	Baja E/S Línea	128	2009	A					X	
ANOIA	PONT DE SUERT	220	1	Alta E/S Línea	131	2009	A						X
ANOIA	RUBI	220	1	Alta E/S Línea	32	2009	A						X
PONT DE SUERT	RUBI	220	1	Baja E/S Línea	163	2009	A						X
GAVA	VILADECANS	220	1	Alta E/S Línea	10	2009	A						X
GAVA	PENEDES	220	1	Alta E/S Línea	20	2009	A						X
PENEDES	VILADECANS	220	1	Baja E/S Línea	27	2009	A						X
BEGUES	VENDRELL	220	1	Alta E/S Línea	52	2009	A						X
BELLICENS	VENDRELL	220	1	Alta E/S Línea	58	2009	A						X
BELLICENS	BEGUES	220	1	Baja E/S Línea	88	2009	A						X
FRANQUESES	PALAU	220	1	Repotenciación Línea	14	2009	A	X					
BELLICENS	VENDRELL	220	1	Repotenciación Línea	58	2009	A	X					



Subestaciones, condensadores y reactancias

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD
PLAZA	Ampliación subestación	220	2009	B1						X
ARAGON	Ampliación subestación	400	2009	B2				X		
BESCANO	Nueva subestación	220	2009	A	X					
BARO DE VIVER	Nueva subestación	220	2009	A			X			
GRAMANET	Nueva subestación	220	2009	A	X					
NUEVO SANTA COLOMA	Nueva subestación	220	2009	A	X					
VENDRELL	Nueva subestación	220	2009	A						X
PUJALT	Nueva subestación	220	2009	A					X	
ANOIA	Nueva subestación	220	2009	A						X
GAVA	Nueva subestación	220	2009	A						X
ELS AUBALS	Nueva subestación	220	2009	A					X	X
SANTA COLOMA	Baja subestación	220	2009	A	X					
CERCS	Ampliación subestación	220	2009	A						X
CENTELLES	Ampliación subestación	220	2009	B1						X
FOIX	Ampliación subestación	220	2009	B1						X
LA ROCA	Ampliación subestación	220	2009	B1						X
MONTBLANC	Ampliación subestación	220	2009	B1						X
RIERA DE CALDES	Ampliación subestación	220	2009	A						X
RUBI	Ampliación subestación	220	2009	B1						X



SANT FOST	Ampliación subestación	220	2009	A						X
RIUDARENES	Nueva subestación	400	2009	A			X			X
BESCANO	Nueva subestación	400	2009	A	X	X				X
SANTA LLOGAIA	Nueva subestación	400	2009	A			X			X
GRAMANET	Nueva subestación	400	2009	A	X		X			
MAIALS	Nueva subestación	400	2009	A					X	
CALDEERS	Ampliación subestación	400	2009	B1						X
RIUDARENES	Ampliación subestación	400	2009	A						X
PIEROLA	Ampliación subestación	400	2009	A						X
SANGÜESA	Ampliación subestación	220	2009	B1					X	X
OLITE	Ampliación subestación	220	2009	B1					X	X
SANTA ENGRACIA	Nueva subestación	220	2009	A	X				X	X
HARO	Nueva subestación	220	2009	A	X					X
EL SEQUERO	Ampliación subestación	220	2009	B1				X		



SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					
							MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD
GRAMANET	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2009	A	X					
BESCANO	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2009	A	X					
VIC	Nuevo transformador	AT0	400/220	200	2009	A	X					
SANTA ENGRACIA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2009	A	X					
SANTA LLOGAIA	Nuevo transformador	AT1	400/132	300	2009							X
BESCANO	Nuevo transformador	AT1	400/132	300	2009							X
RIUDARENES	Nuevo transformador	AT1	400/110	300	2009							X
CALDEERS	Nuevo transformador	AT2	400/110	300	2009							X

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (kV)	POTENCIA (Mvar)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.
BESCANO	Nuevo condensador	BC1	220	100	2009	A



ZONA CENTRO: CASTILLA Y LEON, CASTILLA –LA MANCHA, MADRID Y EXTREMADURA

Líneas

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD
TORDESILLAS	SEGOVIA	400	1	Nueva Línea	113	2009	A	X		X		X	
ALDEADAVILA	ARAÑUELO	400	1	Repotenciación Línea	214	2009	A	X					
CILLAMAYOR	GUARDO	220	1	Repotenciación Línea	51	2009	A	X				X	
AYORA	PINILLA	400	1	Nueva Línea	45	2009	A	X				X	
ALARCOS	PICON	220	1	Repotenciación Línea	16	2009	B1						X
ACECA	MADRIDEJOS	220	1	Repotenciación Línea	65	2009	A	X					
ACECA	AÑOVER	220	1	Repotenciación Línea	10	2009	B1				X		
TORRIJOS	EBORA	220	1	Alta E/S Línea	80	2009	A						X
EBORA	ALMARAZ E.T.	220	1	Alta E/S Línea	88	2009	A						X
TORRIJOS	ALMARAZ E.T.	220	1	Baja E/S Línea	140	2009	A						X
MELANCOLICOS	ARGANZUELA	220	1	Nuevo Cable	2	2009	B1						X
ARGANZUELA	PRADOLONGO	220	1	Nuevo Cable	2	2009	A	X					X
EL COTO	PROSPERIDAD	220	1	Nuevo Cable	3	2009	A	X					X
ALCOBENDAS	FUENCARRAL	220	1	Alta E/S Línea	9	2009	A	X					X
ALCOBENDAS	T. TRES CANTOS 1	220	1	Alta E/S Línea	2	2009	A	X					X
FUENCARRAL	T. TRES CANTOS 1	220	1	Baja E/S Línea	9	2009	A	X					X



MORALEJA	BUENAVISTA	220	1	Alta E/S Línea	15	2009	B1										X
BUENAVISTA	RETAMAR	220	1	Alta E/S Línea	3	2009	B1										X
MORALEJA	RETAMAR	220	2	Baja E/S Línea	18	2009	B1										X
ARAÑUELO	VALDECABALLEROS	400	1	Repotenciación Línea	102	2009	A	X									
ARAÑUELO	VALDECABALLEROS	400	2	Repotenciación Línea	102	2009	A	X									
PLASENCIA	T. GUIJO	220	1	Alta E/S Línea	32	2009	A										X
ALMARAZ E.T.	PLASENCIA	220	1	Alta E/S Línea	50	2009	A										X
ALMARAZ E.T.	T. GUIJO	220	1	Baja E/S Línea	58	2009	A										X
ALVARADO	VAGUADAS	220	1	Alta cambio tensión Línea	21	2009	A	X									X
MERIDA	VAGUADAS	220	1	Alta cambio tensión Línea	65	2009	A	X									X

Subestaciones, condensadores y reactancias

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD	
HERRERA	Renovación subestación	220	2009	A	X						
MONCAYO	Ampliación subestación	220	2009	B1					X		
VALPARAISO	Ampliación subestación	220	2009	B1							X
SEGOVIA	Nueva subestación	400	2009	A			X				
VILECHA	Ampliación subestación	400	2009	A							X
MONTEARENAS	Ampliación subestación	400	2009	B2				X			
EBORA	Nueva subestación	220	2009	A							X
ALARCOS	Ampliación subestación	220	2009	A							X



HUELVES	Ampliación subestación	220	2009	A	X					
PICON	Ampliación subestación	220	2009	B2					X	
ELCOGÁS	Ampliación subestación	220	2009	B1					X	
PLASENCIA	Nueva subestación	220	2009	A						X
VAGUADAS	Nueva subestación	220	2009	A	X					X
ALVARADO	Ampliación subestación	220	2009	B1					X	
BUENAVISTA	Nueva subestación	220	2009	B1						X
ARGANZUELA	Nueva subestación	220	2009	A						X
ALCOBENDAS	Nueva subestación	220	2009	A	X					X
FUENCARRAL	Ampliación subestación	220	2009	A						X
SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	Ampliación subestación	220	2009	A						X
ARAVACA	Ampliación subestación	220	2009	A						X
GALAPAGAR	Ampliación subestación	220	2009	A						X
RETAMAR	Ampliación subestación	220	2009	A						X
MAJADAHONDA	Ampliación subestación	220	2009	A						X
AENA	Ampliación subestación	220	2009	A						X
COSLADA	Ampliación subestación	220	2009	B1						X
PUENTE PRINCESA	Ampliación subestación	220	2009	B1						X



SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						
							MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD	
BALBOA	Nuevo transformador	AT2	400/220	500	2009	A	X						
VILLAVICIOSA	Nuevo transformador	AT2	400/220	600	2009	A	X						
GALAPAGAR	Nuevo transformador desfasador	AT0	400/400		2009	A	X					X	
LA ROBLA	Nuevo transformador	AT2	400/132	300	2009								X
VILECHA	Nuevo transformador	AT2	400/132	300	2009								X
OLMEDILLA	Nuevo transformador	AT4	400/132	450	2009								X

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (kV)	POTENCIA (Mvar)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.
JOSE MARIA DE ORIOL	Nueva reactancia	REA1	400	150	2009	A



ZONA LEVANTE: COMUNIDAD VALENCIANA Y MURCIA

Líneas

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD
FUENTE SAN LUIS	ALAMEDA	220	1	Nuevo Cable	6	2009	A	X					X
BENIFERRI	ALAMEDA	220	1	Nuevo Cable	7	2009	A	X					X
EL GRAO	ALAMEDA	220	1	Alta E/S Línea	6	2009	A						X
EL GRAO	FUENTE SAN LUIS	220	1	Alta E/S Línea	6	2009	A						X
FUENTE SAN LUIS	ALAMEDA	220	1	Baja E/S Línea	6	2009	A						X
LA ELIANA	TORRENTE (VALENCIA)	400	1	Alta E/S Línea	24	2009	A	X		X			X
CATADAU	TORRENTE (VALENCIA)	400	1	Alta E/S Línea	27	2009	A	X		X			X
CATADAU	LA ELIANA	400	1	Baja E/S Línea	41	2009	A	X		X			X
AYORA	PINILLA	400	1	Nueva Línea	16	2009	A	X				X	
SAN MIGUEL DE SALINAS SUR	TORREVIEJA	220	1	Nueva Línea	9	2009	B1						X
SAN MIGUEL DE SALINAS SUR	TORREVIEJA	220	2	Nueva Línea	9	2009	B1						X
EL PALMAR	NUEVA ESCOMBRERAS 2	400	1	Alta cambio topología Línea	60	2009	A	X			X		
EL PALMAR	NUEVA ESCOMBRERAS	400	2	Baja cambio topología Línea	60	2009	A	X			X		
ESCOMBRERAS	NUEVA ESCOMBRERAS 2	400	1	Alta cambio topología Línea	2	2009	A	X			X		
ESCOMBRERAS	NUEVA ESCOMBRERAS	400	1	Baja cambio topología Línea	2	2009	A	X			X		



NUEVA ESCOMBRERAS	NUEVA ESCOMBRERAS 2	400	1	Nueva Línea	1	2009	A	X			X	
ASOMADA	CARRIL	400	1	Alta E/S Línea	72	2009	A	X				X
LITORAL DE ALMERIA	CARRIL	400	1	Alta E/S Línea	61	2009	A	X				X
ASOMADA	LITORAL DE ALMERIA	400	1	Baja E/S Línea	132	2009	A	X				X
PEÑARRUBIA	ROCAMORA	400	1	Alta E/S Línea	45	2009	B1					X
PEÑARRUBIA	PINILLA	400	1	Alta E/S Línea	47	2009	B1					X
PINILLA	ROCAMORA	400	2	Baja E/S Línea	92	2009	B1					X

Subestaciones, condensadores y reactancias

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD
NUEVA ESCOMBRERAS 2	Nueva subestación	400	2009	A	X			X		
CARRIL	Nueva subestación	400	2009	A	X					X
PEÑARRUBIA	Nueva subestación	400	2009	B1						X
PEÑARRUBIA	Ampliación subestación	400	2009	B1					X	
TORREVIEJA	Nueva subestación	220	2009	B1						X
ALAMEDA	Nueva subestación	220	2009	A						X
EL GRAO	Nueva subestación	220	2009	A						X
ROJALES	Renovación subestación	220	2009	A	X					
ROJALES	Ampliación subestación	220	2009	A						X
BECHI	Ampliación subestación	220	2009	B1						X



VALL D'UXO	Ampliación subestación	220	2009	B1						X
ALCIRA	Ampliación subestación	220	2009	B1						X
QUART DE POBLET	Ampliación subestación	220	2009	B1						X
TORRENTE (VALENCIA)	Nueva subestación	400	2009	A	X					X

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						
							MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD	
TORRENTE	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2009	A	X						X
CATADAU	Nuevo transformador	AT0	400/220/132	500/350	2009	A	X						
CAMPOAMOR / SAN MIGUEL DE SALINAS SUR	Nuevo transformador desfasador	AT0	220/220		2009	A	X						
TORRENTE	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2009								X
PEÑARRUBIA	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2009								X
CARRIL	Nuevo transformador	AT1	400/132	450	2009								X

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (kV)	POTENCIA (Mvar)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.
EL PALMAR	Nueva reactancia	REA1	400	150	2009	A



ZONA SUR: ANDALUCIA

Líneas

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					
								MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD
CARTAMA	CABRA	400	1	Alta E/S Línea	86	2009	A	X		X			
CARTAMA	TAJO DE LA ENCANTADA	400	1	Alta E/S Línea	26	2009	A	X		X			
CABRA	TAJO DE LA ENCANTADA	400	1	Baja E/S Línea	68	2009	A	X		X			
ROCIO	TORRE ARENILLAS	220	1	Repotenciación Línea	38	2009	A	X					X
POLIGONO	TAJO DE LA ENCANTADA	220	1	Repotenciación Línea	38	2009	A						X
ALJARAFE	ROCIO	220	1	Nueva Línea	48	2009	A	X					X
MARISMAS	LOS BARRIOS	220	1	Nuevo Cable	1	2009	A						X
CARTAMA	TAJO DE LA ENCANTADA	220	1	Alta E/S Línea	26	2009	A	X					
ALHAURIN	CARTAMA	220	2	Alta E/S Línea	7	2009	A	X					
ALHAURIN	TAJO DE LA ENCANTADA	220	1	Baja E/S Línea	32	2009	A	X					
CARTAMA	LOS RAMOS	220	1	Alta E/S Línea	22	2009	A	X					
CARTAMA	JORDANA	220	1	Alta E/S Línea	42	2009	A	X					
JORDANA	LOS RAMOS	220	1	Baja E/S Línea	78	2009	A	X					
CARTAMA	LOS MONTES	220	1	Alta E/S Línea	13	2009	A	X					
ALHAURIN	CARTAMA	220	1	Alta E/S Línea	6	2009	A	X					
ALHAURIN	LOS MONTES	220	1	Baja E/S Línea	19	2009	A	X					
CENTENARIO	GUADAIRA	220	1	Nuevo Cable	10	2009	A	X					X



GUADAIRA	QUINTOS	220	1	Nuevo Cable	5	2009	A	X			X		X
QUINTOS	VIRGEN DEL ROCIO	220	1	Nuevo Cable	10	2009	A	X					X
CENTENARIO	VIRGEN DEL ROCIO	220	1	Nuevo Cable	5	2009	A	X					X
CRISTOBAL COLON	ONUBA	220	1	Repotenciación Línea	11	2009	A	X			X		
COSTASOL	JORDANA	220	1	Repotenciación Línea	40	2009	A	X			X		
JORDANA	PINAR DEL REY	220	2	Repotenciación Línea	43	2009	A	X			X		
ALCORES	SANTA ELVIRA	220	1	Alta cambio tensión Línea	7	2009	A	X					X
ALCORES	SANTA ELVIRA	220	2	Alta cambio tensión Línea	7	2009	A	X					X
QUINTOS	SANTA ELVIRA	220	1	Nueva Línea	7	2009	A	X					X
COSTA DE LA LUZ	ONUBA	220	1	Nueva Línea	36	2009	B1						X
COSTA DE LA LUZ	ONUBA	220	2	Nueva Línea	36	2009	B1						X



Subestaciones, condensadores y reactancias

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD
CARTAMA	Nueva subestación	220	2009	A	X					
GUADAIRA	Nueva subestación	220	2009	A	X					X
VIRGEN DEL ROCIO	Nueva subestación	220	2009	A						X
SANTA ELVIRA	Nueva subestación	220	2009	B1						X
COSTA DE LA LUZ	Nueva subestación	220	2009	B1						X
MARISMAS	Nueva subestación	220	2009	A						X
BENAHADUX	Ampliación subestación	220	2009	B1						X
GAZULES	Ampliación subestación	220	2009	B1						X
PALOS	Ampliación subestación	220	2009	B2				X		
PUERTO DE SANTA MARIA	Ampliación subestación	220	2009	B2					X	
CARTAMA	Nueva subestación	400	2009	A	X		X			
LITORAL DE ALMERIA	Ampliación subestación	400	2009	B2				X		
HUENEJA	Ampliación subestación	400	2009	B1						X

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					
							MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD
CÁRTAMA	Nuevo transformador	AT1	400/220	600	2009	A	X					
PINAR DEL REY	Nuevo transformador	AT0	400/220	200	2009	A	X					



6.2.2 Funcionamiento del sistema en el horizonte 2008-2013

En el esquema normativo vigente, todos los consumidores tienen derecho al suministro de energía eléctrica, en el territorio nacional, en las condiciones de calidad y seguridad que reglamentariamente se establezcan.

Con este objetivo y para la red de transporte de energía eléctrica, se realiza la planificación eléctrica por parte del Estado y de las Comunidades Autónomas, considerando un horizonte temporal lo suficiente amplio como para que pueda ser satisfecho.

El criterio básico bajo el que ha de funcionar la red de transporte de energía eléctrica, es el garantizar el suministro, al menor coste posible, sin olvidar la protección del medioambiente, siendo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, explícitos en la normativa, los que han de ser utilizados por el Gestor de la Red de Transporte, a la hora de decidir entre las distintas alternativas que vayan surgiendo en la realización de su actividad.

Se han detectado puntos críticos de contestación tanto social como ambiental que producen el retraso o paralización parcial de determinados proyectos. Dichos puntos críticos, según pone de manifiesto el Operador del Sistema, se pueden clasificar de la siguiente manera:

- **Conflicto ambiental:** Los grupos ecologista locales son los que con mayor agilidad se posicionan contrarios al desarrollo de estas infraestructuras.
- **Contestación social:** La permeabilidad social a los planteamientos ambientales, los propios intereses económicos de los posibles afectados, los temores a las servidumbres futuras y el miedo a los impactos difusos motivan que la ciudadanía no entienda la necesidad de abordar este tipo de proyectos.
- **Contestación institucional, política y administrativa:** existe una gran desconfianza institucional a las nuevas instalaciones eléctricas, que aumenta conforme las instituciones son más próximas al ciudadano, ya que temen su presión para forzar posicionamientos prematuros de difícil gestión posterior.

Asimismo es preciso señalar, que el proceso de tramitación de instalaciones está condicionando, no solamente el ritmo inversor, sino poniendo en cuestión el cumplimiento de la planificación de las infraestructuras de transporte. Esta influencia queda plasmada en el aumento considerable, y en muchos casos inaceptable, de los plazos de tramitación.

El plazo medio que transcurre desde el inicio de la tramitación ambiental de una instalación de transporte hasta su puesta en servicio es de unos 6 años. Teniendo en cuenta que el plazo medio de construcción es de 18 a 24 meses, resulta que la tramitación ambiental y administrativa desde la presentación del Documento Inicial hasta el inicio de la construcción tras ocupar las parcelas afectadas supone un periodo medio de 4 años.

Para instalaciones no sometidas a tramitación ambiental, el plazo total de tramitación se reduce significativamente, pero la exclusivamente administrativa supone un plazo de 18 a 24 meses.



Adicionalmente, cabe destacar que la red de transporte de energía eléctrica debe ser diseñada y planificada de modo que, en la operación del sistema eléctrico, se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida.

Los parámetros que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son fundamentalmente: la frecuencia, las tensiones de los nudos y los niveles de carga de los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparataje asociada).

En estado normal de funcionamiento del sistema, los niveles de carga no deben superar la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas definidas para las diferentes épocas del año.

En el análisis estático de la red de transporte, las contingencias analizadas son todas las incidencias individuales de líneas y transformadores de la red de transporte (niveles 220 y 400 kV) y grupos de generación; los fallos de doble circuito con apoyos compartidos en más de 30 km; la pérdida de circuitos múltiples compactados; y la pérdida de nudos de elevada concentración de transformación (>1.500 MVA), de elevada concentración de generación (>1.000 MW) y de nudos considerados como críticos desde el punto de vista de seguridad del sistema ante despeje de falta (el tiempo crítico es el máximo tiempo que el sistema soporta una falta trifásica permanente cumpliendo los criterios de seguridad).

La evaluación del comportamiento dinámico corresponde básicamente al concepto de estabilidad del sistema eléctrico y analiza la capacidad de éste para soportar perturbaciones sin que sus parámetros básicos (frecuencia, tensión y corrientes) excedan sus límites transitorios aceptables y evolucionen a valores dentro de los límites de régimen permanente en unos tiempos admisibles.

Uno de los objetivos es la validación del análisis estático desde el punto de vista de la estabilidad dinámica. Como principio general de admisibilidad en estos casos, se considerará que las simulaciones realizadas deberán garantizar que se alcanza el régimen permanente indicado por los estudios estáticos. Por consiguiente, durante el régimen perturbado se tendrá en cuenta que:

- a) No debe perderse más generación y/o mercado de lo postulado en cada contingencia por propia selectividad, por consiguiente se vigilarán que no se produzcan pérdidas de sincronismo en generadores y que durante el hueco de tensión no se den condiciones de disparo de relés de mínima tensión que afecten a la generación y/o mercado.
- b) No debe perderse ningún elemento de transporte adicional al postulado en la contingencia, por tanto se vigilará que en las oscilaciones de potencia no se alcancen condiciones de disparo por protecciones mientras no se alcance el régimen permanente.

Otro de los objetivos es la evaluación de la “máxima capacidad de producción” por razones de estabilidad dinámica, en nudos de la red de transporte. Para lo cual, se sigue un método que consiste en restringir a 250 ms (mínimo tiempo de despeje de falta para las protecciones de fallo de interruptor) los tiempos críticos establecidos en los “Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español”. Noviembre 1995. No obstante, se otorga un nuevo grado de libertad al poder variarse las condiciones de generación del escenario de estudio:

- Si la simulación del defecto de 250 ms no cumple con los criterios de admisibilidad dinámica, independientemente de la generación desconectada, debe determinarse la “máxima capacidad de producción” admisible en el nudo o zona de estudio (conjunto de nudos eléctricamente próximos). Para ello se sigue un proceso complementario al de determinación de tiempos críticos: se fija el tiempo de permanencia de la falta en 250 ms y se reduce el contingente de producción en el nudo (o la zona) hasta que resulte admisible para el sistema.
- Forman parte de una zona de nudos eléctricamente próximos, respecto de la falta postulada todos aquellos nudos en los que evacuen generadores que desconecten ante dicha falta postulada. En tal caso, independientemente de la limitación nodal por máxima capacidad de producción se establecerá otra limitación global a la zona correspondiente. En el caso de que sobre una misma zona existieran limitaciones respecto de más de una falta postulada, prevalece como límite global el menor de ellos.

Otras cuestiones que pueden mejorar la seguridad del suministro

Se entiende conveniente incidir, de cara a mejorar la seguridad del suministro, en las siguientes cuestiones:

- Dilación y retrasos en la autorización de nuevas instalaciones de transporte. Para evitar esto cabría la posibilidad de establecer mecanismos para la agilización y/o simplificación de los procedimientos administrativos de autorización de instalaciones de transporte:
 - Ordenación del territorio y urbanismo.
 - Reformas Legislativas y Reglamentarias que agilicen dichos trámites, con posibilidad de ejecución de obra mientras se adecua el planeamiento.
 - Inclusión de las infraestructuras eléctricas de transporte en la futura ley de infraestructuras promovidas por el Ministerio de Fomento para su tratamiento como infraestructuras lineales equiparables a autovías, líneas de ferrocarril, etc.
 - Medioambiental.
 - Realización de la Evaluación de Impacto Ambiental con las consultas previas únicamente preceptivas.
 - Mayor agilidad en el Ministerio de Medio Ambiente para la emisión de Resoluciones de Dictamen de Impacto Ambiental.



- Administración encargada de la tramitación.
 - Directrices claras sobre competencias de tramitación por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio respecto a la validez de Decretos de transferencias y actuales Convenios.
 - Promoción de nuevos Convenios para la tramitación por las CCAA.
 - Mejora en la dotación de medios a las áreas de Industria y Energía de las Subdelegaciones del Gobierno.
- Emisión de Resoluciones.
 - Mejora en la dotación de medios a la Subdirección de Energía Eléctrica de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Compensación de reactiva en el ejercicio de planificación de la red de transporte 2008-2016.

En los estudios asociados a la propuesta de desarrollo de la red de transporte, realizados en 2006 y principio del 2008, el operador del sistema determinó los elementos necesarios de compensación de potencia reactiva en la red de transporte, siguiendo lo establecido en el P.O. 13.1 Criterios de planificación de la red. En dicho PO en su punto 3.1.2 se indica que “Para determinar la necesidad de elementos de compensación de reactiva deberán tenerse en cuenta, en lo posible, los siguientes elementos:” apartados a) al d), en particular en el apartado d) se indica que “Para construir los escenarios de estudio se considera el cumplimiento, por parte de todos los agentes, de los requisitos obligatorios establecidos en el P.O. 7.4. En los casos que se conozcan las características técnicas de los grupos se utilizarán éstas.”

Los estudios de planificación consideraron la mejor estimación de nueva generación (magnitud y localización), tanto de Régimen Ordinario como de Régimen Especial. También se consideraron las estimaciones de desarrollo de la red tanto de líneas aéreas como de cables, éstos en zonas urbanas.

Teniendo en cuenta las diferencias de ubicación de la generación, de lo previsto con la realidad, y muy especialmente el incumplimiento del P.O. 7.4, los resultados de los estudios de planificación identificaron un determinado grupo de elementos de control de tensión cuyo montante ha sido necesario modificar vista la evolución real del sistema eléctrico. A la vista de los resultados indicados en 2008 (apartado 3.1), el operador del sistema ha identificado las necesidades adicionales de compensación de reactiva urgentes que sí está experimentando la operación del sistema, siendo prioritarias las que se proponen en la zona de Madrid, como se comenta en el siguiente apartado.

El resto de reactancias del sistema, que se considerarán para su inclusión en el próximo ejercicio de planificación con horizonte 2020, siendo muy importantes, no tienen la extrema criticidad de Madrid ya que existen posibilidades de abrir más líneas por control de tensión, aunque en algún caso particular ello pudiera llevar a limitaciones a la generación eólica. En este sentido conviene también recordar que ya se han registrado pérdidas de hasta 600 MW de producción eólica como consecuencia de sobretensiones, con el riesgo que ello conlleva para el sistema en su conjunto.



7	CONSIDERACIONES ECONÓMICAS EN LOS PLANES DE DESARROLLO DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS	243
7.1	Consideraciones económicas de los Planes de Desarrollo de las infraestructuras de transporte del sector gasista	243
7.2	Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras eléctricas.....	249

7 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS EN LOS PLANES DE DESARROLLO DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

7.1 Consideraciones económicas de los Planes de Desarrollo de las infraestructuras de transporte del sector gasista

A continuación se evalúan y analizan, para el período 2009-2013 las repercusiones económicas de las inversiones necesarias para acometer el Plan de infraestructuras de gas establecido en el documento de *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016*, aprobado por el Gobierno en mayo de 2008.

En el capítulo 6 de este Informe Marco se refleja el avance y puesta en marcha de las infraestructuras recogidas en el citado documento con el fin de analizar la cobertura de la demanda, y se muestra el calendario estimado de entrada en funcionamiento de las infraestructuras previstas para el periodo 2009-2013.

En general, los proyectos de inversión del plan de infraestructuras propuesto han sido evaluados desde el punto de vista técnico de la cobertura, pero también ha de ser valorada su repercusión económica, ya que las inversiones presentan un elevado coste económico, cuya retribución, en el marco de la regulación actual, se garantiza vía peajes y, en menor medida y desapareciendo progresivamente, vía tarifas de último recurso.

De acuerdo con el documento de Planificación, las inversiones a realizar durante el periodo 2009-2013 ascenderían a 7.124 Millones de Euros, de los cuales la gran mayoría, 6.814 Millones de Euros, corresponderían a activos con categoría "A" o "A Urgente" y los 310 Millones restantes, a activos con categoría B (ver figura 7.1.1).

COSTES DE INVERSIÓN (Millones de €)	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL Periodo 2009- 2013
Total Inversiones Previstas	1.182	1.614	1.533	2.168	628	7.124
A y A Urgente	1.142	1.588	1.465	2.000	619	6.814
B	40	26	68	168	9	310

Figura 7.1.1. Costes de Inversión estimada para instalaciones clasificadas como tipo A, A Urgente y B en el documento de Planificación. Fuente: CNE y documento de Planificación

Si bien excede el horizonte temporal de este estudio, cabe apuntar, a modo informativo, que el grueso (en torno al 80%) de la inversión contemplada en el informe de planificación 2008-2016 se concentra precisamente en la primera mitad del periodo, esto es, entre 2008 y 2012.

Desagregando las inversiones por tipo de actividad, según se observa en las figuras 7.1.2 y, de forma gráfica, en las figura 7.1.3 y 7.1.4, los mayores costes de inversión estimados corresponden a la actividad de transporte (gasoductos de transporte primario, secundario y estaciones de compresión), que sería responsable del 44% de las inversiones durante dicho periodo. A continuación se situarían las plantas de regasificación con, aproximadamente, un 30% de éstas, mientras que los almacenamientos subterráneos

supondrían algo más de la cuarta parte de la inversión planificada en el periodo 2009-2013.

COSTES DE INVERSIÓN (Millones de €)	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL Periodo 2009-2013	% de las invers. totales
Actividad de Transporte	1.154	475	380	731	425	3.165	44%
Gasoductos de Transporte Primario	852	392	298	664	363	2.568	36%
Gasoductos de Transporte Secundario	157	27	82	6	9	281	4%
Estaciones de Compresión	145	56		62	53	316	4%
Actividad de Regasificación	28	236	1.153	497	203	2.116	30%
Actividad de Almacenamiento Sub.		903		939		1.843	26%
Total Inversiones Previstas	1.182	1.614	1.533	2.168	628	7.124	100%

Figura 7.1.2. Costes de Inversión estimada para instalaciones clasificadas como tipo A, A Urgente y B en el documento de Planificación, clasificadas por tipo. Fuente: CNE y documento de Planificación

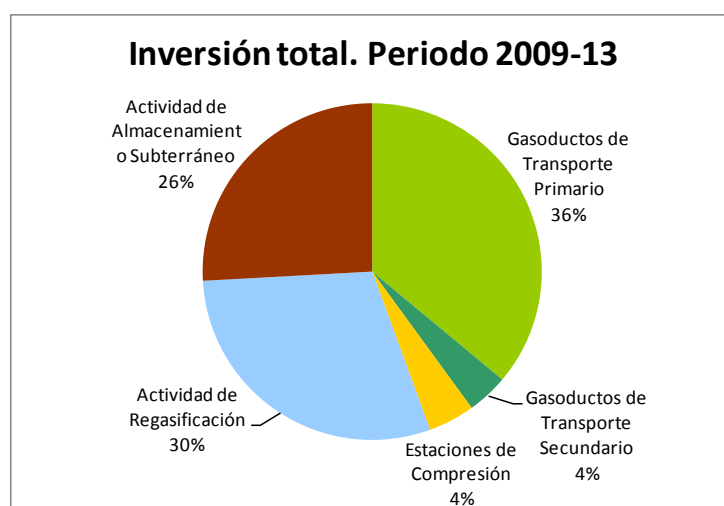


Figura 7.1.3. Representación gráfica de los costes de inversión estimados en el documento de Planificación, clasificados por tipo de instalación. Fuente: CNE y documento de Planificación

Por lo que se refiere a los gasoductos de transporte, la mayor partida de las inversiones previstas para este tipo de infraestructuras corresponde a los gasoductos de transporte primario destinados al incremento de la capacidad y seguridad del sistema, que totalizan el 75% de las inversiones en gasoductos de transporte. El transporte secundario supone el 10% de dichas inversiones.

En el caso de las plantas de regasificación, la mayor parte de las inversiones, esto es algo más del 72%, corresponde a las infraestructuras destinadas al almacenamiento en tanques de GNL, mientras que el resto se reparte entre el incremento de la capacidad de regasificación, un 20%, y otras instalaciones, 8%, como cargaderos de cisternas e infraestructuras para el atraque de los buques metaneros.

Y de las inversiones previstas en nuevos almacenamientos subterráneos y ampliación de los existentes, en torno a la cuarta parte del presupuesto iría destinado a la provisión del gas colchón, mientras que el resto de las instalaciones absorbería el grueso de la inversión.

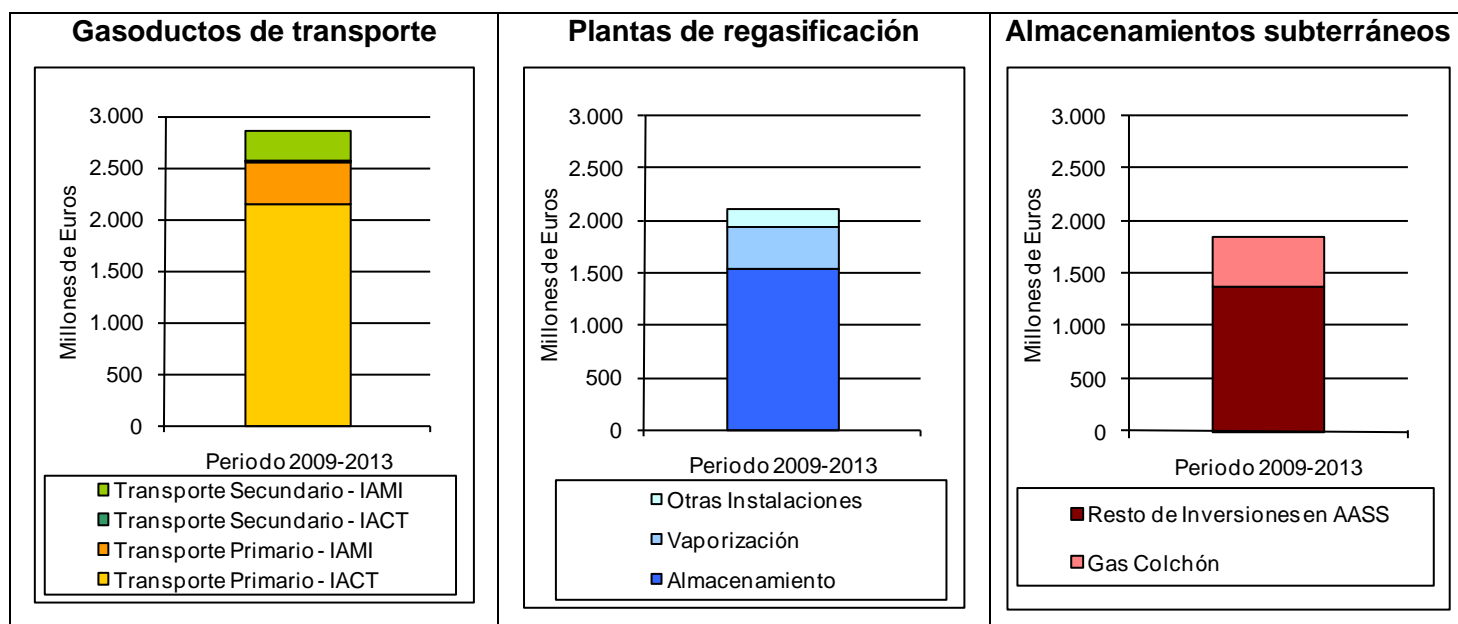


Figura 7.1.4. Representación gráfica de los costes de Inversión estimados en cada tipología de infraestructura. Fuente: CNE y documento de Planificación

IAMI: Infraestructuras para la Atención de los Mercados de su Zona geográfica de Influencia
IACT: Infraestructuras que Amplían la Capacidad de transporte y Seguridad Sistema

Respecto a los costes de inversión en que incurran las empresas distribuidoras en el periodo 2009-2013, debe recordarse que la retribución anual de la actividad de distribución no depende de forma directa de las nuevas instalaciones que se construyan, sino que varía en función del incremento de las ventas de gas natural y del número clientes conectados a la red.

Por ello, a diferencia de las infraestructuras de transporte, las nuevas inversiones en infraestructuras de distribución no se traducen de forma individualizada y directa en un incremento de la retribución de los distribuidores y, por consiguiente, en un incremento automático de los peajes para poder retribuir dichas instalaciones, sino que dependerá de los factores señalados, esto es, de las ventas de gas y del número de clientes conectados. No obstante, el desarrollo de la red de gasoductos de distribución tiene por objeto atender el incremento de demanda y/o conectar a nuevos clientes.

Para estimar la retribución que se reconocería a las nuevas infraestructuras clasificadas con categoría A (proyectos aprobados sin ningún tipo de condicionante) y B (proyectos condicionados al acaecimiento de hitos para su aprobación) que contempla la Planificación, para el periodo 2009-2013, se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- La valoración de la inversión asociada a los activos se ha realizado de acuerdo con los costes unitarios y costes de operación y mantenimiento recogidos en la Resolución de 31 de diciembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publican la retribución de actividades reguladas, los derechos de acometida y las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2009. Las

fórmulas de actualización utilizadas son las contempladas en las Órdenes ITC/3993/2006, ITC/3994/2006 e ITC/3995/2006.

- Se ha considerado un escenario macroeconómico donde el tipo de interés previsto en los próximos años del bono a 10 años sea de 4,21% y el incremento del IPC, el IPRI y el ICE sea del 2%.
- Se ha considerado como fecha de puesta en marcha de los activos la más actualizada, prevista por sus promotores, de acuerdo con la información que se publica en el informe de seguimiento de infraestructuras que elabora periódicamente esta Comisión. No obstante, en aquellos casos en los que la Planificación no indica una fecha concreta de puesta en marcha, se ha adoptado el criterio de fijar ésta en el año 2013, para todos aquellos activos que ya figuraban en el Documento de Revisión de la Planificación 2005-2011 con categoría A urgente, A y B, y contaban con una fecha prevista de puesta en marcha concreta.
- Para los almacenamientos subterráneos, inicialmente y salvo información adicional aportada por el promotor, se ha considerado que los denominados “*on shore*” tienen un coste de inversión y de operación y mantenimiento equivalente al almacenamiento de Serrablo, y los almacenamientos “*off shore*”, equivalentes al de Gaviota, todos ellos actualizados a moneda corriente.
- Se han tenido en cuenta los ramales de conexión a los ciclos combinados, pero no los activos cuyas características técnicas no han sido definidas, salvo en el caso de las estaciones de compresión, en los que se ha supuesto una potencia instalada del 16,5 MW cada una.
- Aquellos gasoductos que muestran dos valores para su diámetro pero de los que se desconoce la asignación de longitudes a cada uno de ellos, se han valorado al valor del mayor diámetro. Cuando se fija un intervalo de longitudes se ha tomado el valor medio.

En términos de retribución de los activos del sistema gasista, en la figura 7.1.6 se recoge una previsión de su evolución a lo largo del horizonte temporal 2009-2013. Según se aprecia, ésta registra un crecimiento sostenido durante todo el periodo, que supondría un incremento interanual medio del 10%, tomando como referencia la retribución de 2008. La retribución variable importa únicamente en torno al 2% de la retribución total.

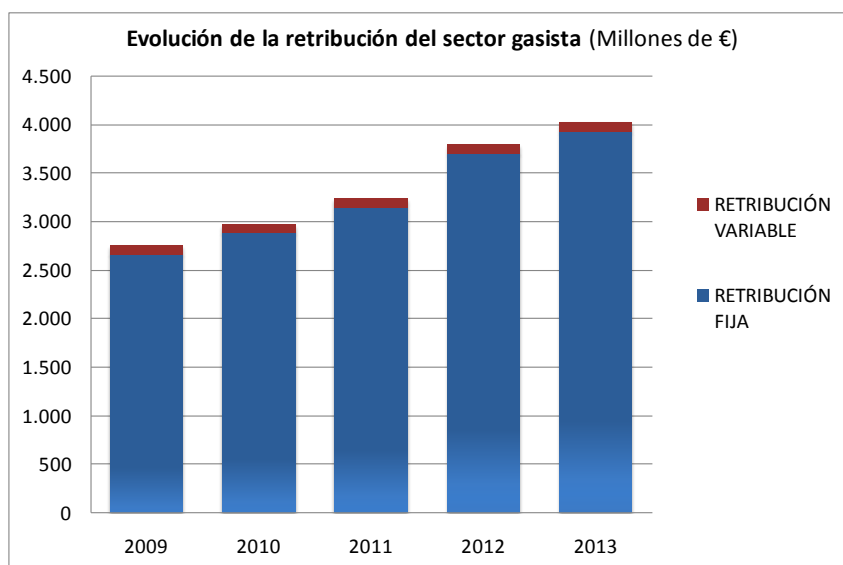


Figura 7.1.5. Representación gráfica de la retribución económica del sector gasista en el periodo 2009-2013. Fuente: CNE.

Desagregando la retribución fija en los diferentes tipos de activos, la distribución supone la mayor parte de ésta, si bien muestra una tendencia decreciente a lo largo del horizonte 2009-2013, pasando de suponer más del 50% de la retribución fija en 2009, a un 44% en 2013. Sucede lo contrario con el transporte, que incrementa su participación hasta el 28% al final del periodo, y, de forma especial, con el almacenamiento, que parte de un 2% en 2009 hasta alcanzar el 11% en 2013. La regasificación se mantiene, considerando ésta también en términos relativos, más o menos constante.

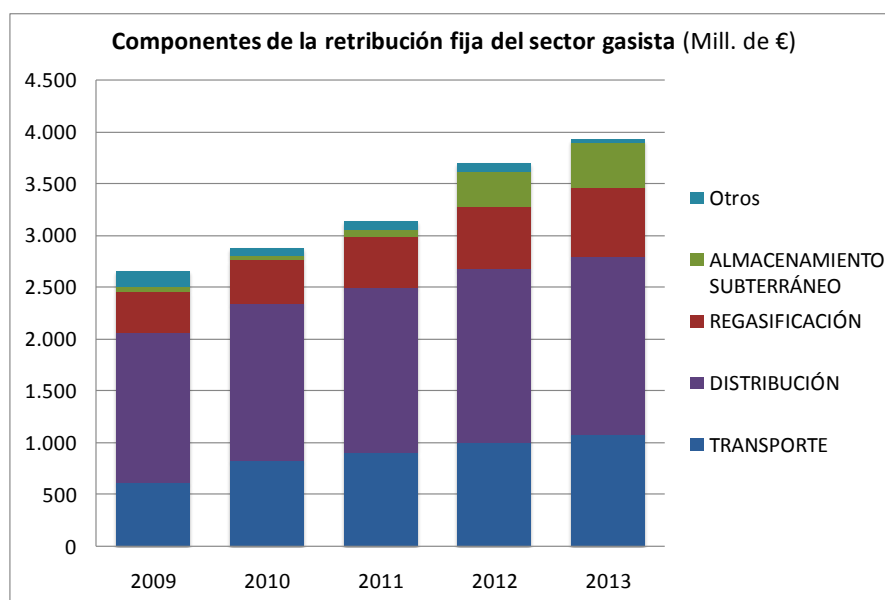


Figura 7.1.6. Evolución de la retribución fija durante el periodo 2009-2013, desagregada por tipo de infraestructuras. Fuente: CNE.

La retribución de las infraestructuras y actividades del sistema gasista tiene lugar a partir de los ingresos procedentes, mayoritariamente, del cobro de los peajes por el uso de las distintas instalaciones. Éstos son pagados por los agentes con derecho de acceso, que reservan las capacidades de regasificación, transporte y/o almacenamiento y hacen uso de ellas para abastecer a sus clientes.

La construcción de nuevas infraestructuras puede responder a varios criterios, entre los que cabe destacar dos de ellos: el abastecimiento de una demanda creciente y la seguridad de suministro. Es preciso tener en cuenta ambos de una forma equilibrada a la hora de dimensionar el sistema, dado que el diseño de un sistema eficiente, que maximice el uso de las infraestructuras sin tener en cuenta la seguridad de suministro puede dar lugar a unos peajes reducidos, pero a un sistema vulnerable, incapaz de hacer frente a imprevistos, como el fallo de una infraestructura, incremento inesperado de la demanda, u otros. Y por el contrario, un sistema sobredimensionado podría incrementar la seguridad de suministro, pero a un coste excesivo para los consumidores.

En el caso particular de las nuevas inversiones programadas para el periodo 2009-2013, éstas dan lugar a un incremento de la retribución del sector superior al incremento previsto de la demanda. Esto se traduce en un aumento de la tarifa media de referencia en ese periodo, calculada ésta como el cociente entre las cantidades anuales a retribuir y la demanda esperada. Por lo tanto, las tarifas de acceso se verían incrementadas de forma análoga, en distinta medida, según las metodologías de reparto final de costes entre las diferentes categorías de peaje.

7.2 Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras eléctricas

Conforme a la información recogida en el Documento de “Planificación de los sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, Desarrollo de las Redes de Transporte”, publicado en mayo de 2008, relativa a los costes de inversión correspondientes a los diferentes planes de desarrollo de las infraestructuras eléctricas de transporte, relacionados en apartados anteriores, en este apartado se presenta un resumen de la valoración económica de las actuaciones establecidas en el periodo 2007-2016. Se incluyen los conceptos fundamentales de líneas y subestaciones (que a su vez incluyen los conceptos retributivos de posiciones, transformadores y elementos de compensación).

La valoración adjunta no contempla los costes de inversión de aquellas instalaciones que, aún siendo integrantes de la Red de Transporte, el R.D. 1955/2000, de 1 de diciembre, asigna sus costes a los agentes que realizan la conexión al sistema eléctrico.

En la valoración económica se refleja el coste estimado total por tipo de actuación, de manera que la ponderación relativa a cada tipo de actuación viene a ser: 74,31% tipo A, 10,41% tipo B1, 15,28% tipo B2, no obstante en el Documento de “Planificación 2008-2016”, los costes globales del periodo íntegro 2008-2016, tal y como se puede recoge en la siguiente figura:

COSTE LÍNEAS (M€)				COSTE SUBESTACIONES (M€)				Coste Total (M€)
Tipo A	Tipo B1	Tipo B2	Total líneas	Tipo A	Tipo B1	Tipo B2	Total subestaciones	
3.154,3	146,0	233,1	3.533,4	3.697,2	813,4	1.176,2	5.686,8	9.220,2

Figura 7.2.1. Inversión por tipo de actuación (M€). Año 2008. Fuente: MITyC

A continuación se recogen, para el periodo 2007 a 2016, el volumen total de inversión desagregado en inversión por tipo, en millones de € de 2008.

Tipo Actuación: A					
2007	2008	2009-10	2011-12	2013-16	Total Horizonte
649,4	786	1.839,7	2.106,5	1.469,9	6.851,5

Figura 7.2.3. Inversión Tipo A (M€). Año 2008. Fuente: MITyC

Tipo Actuación: B1					
2007	2008	2009-10	2011-12	2013-16	Total Horizonte
9,5	87,8	209,1	464,3	188,7	959,4

Figura 7.2.4. Inversión Tipo B1 (M€). Año 2008. Fuente: MITyC

Tipo Actuación: B2					
2007	2008	2009-10	2011-12	2013-16	Total Horizonte
0	1,0	47,6	338,8	1.021,9	1.409,3

Figura 7.2.5. Inversión Tipo B2 (M€). Año 2008. Fuente: MITyC

Considerando la anterior senda de inversiones y teniendo en cuenta lo establecido en el referido Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, en cuanto a la retribución de las nuevas instalaciones adjudicadas de forma directa, estableciendo que los costes de Operación y Mantenimiento suponen conceptualmente un 2,5% del total de la retribución de Transporte y considerando unos datos de IPC e IPRI de tipo interanual, con valor de agosto 2009 y julio 2009, -0,8% y 0,5%, respectivamente, en la tabla siguiente debería recogerse el incremento que experimentaría, por este único concepto, la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, no obstante, dada la situación económica que origina unas tasas de actualización negativas, se ha optado por considerar dichos índices como nulos, quedando los valores señalados que deberán ser trasladados a las tarifas y peajes de cada ejercicio:

Retribución del transporte en M€ de 2009						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total	1099	1204	1293	1416	1540	1596

Figura 7.2.6. Retribución del Transporte (M€). Año 2009. Fuente: MITyC

Teniendo en cuenta que la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para el año 2009 a nivel peninsular se eleva, de acuerdo con la Orden ITC 3801/2008 de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009, y en la que se establece la tarifa eléctrica de retribución de la actividad desempeñada por REE, S.A. y del resto de empresas peninsulares sometidas a liquidación para el 2009 por una cuantía de 1204,390 M€, de forma que los diferentes planes de desarrollo de las infraestructuras de transporte de energía eléctrica vienen a representar, para el periodo considerado, un incremento de la retribución de dicha actividad de:

Retribución del transporte en M€ de 2009						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total	10,64%	9,61%	7,37%	9,53%	8,70%	3,68%

Figura 7.2.7. Incremento Retribución del Transporte (%). Fuente: MITyC

Es imprescindible señalar que la fórmula retributiva de dicha actividad, establecida en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, hace evolucionar la retribución estándar de las inversiones de manera anual a partir del siguiente Índice de Actualización (IA):

$$IA = 0,4 \cdot (IPRI - x) + 0,6 \cdot (IPC - y)$$

fijándose las constantes x e y como: 0,5% y 1% respectivamente, mientras que a la parte referida a los costes de operación y mantenimiento la evolución anual que se le ha de aplicar viene referida en función del siguiente Índice de Actualización (IA):

$$IA = 0,15 \cdot (IPRI - x) + 0,85 \cdot (IPC - y)$$

siendo los valores estipulados para las constantes los mismos que en el caso del índice de los estándares de inversión. Además, también se establece que los valores a contemplar para el IPC y el IPRI respectivamente, vendrán a ser los valores interanuales del mes de octubre del año a partir del que se hace la actualización. Dada la fecha de realización de este informe, y la imposibilidad de disponer de los datos interanuales de octubre, se han tomado los últimos valores disponibles que son agosto 2009 y julio 2009, respectivamente. Señalar de nuevo que dichos valores, por la situación económica que acontece, originan índices de actualización negativos de manera que se han establecido dichos valores como nulos y se ha procedido a la actualización de la información retributiva disponible.

En cuanto a las inversiones en infraestructuras eléctricas que, durante el periodo considerado, tengan que abordar las empresas distribuidoras en aras a garantizar el suministro, las mismas no tienen por qué representar, en principio, un incremento de la retribución de la actividad de distribución y, por ende, de las tarifas y peajes, ya que en la fórmula retributiva de dicha actividad, establecida en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica bajo un esquema regulatorio de "RevenueCap" del inmovilizado, y que hace evolucionar la retribución de dicha actividad teniendo en cuenta con un Índice de Actualización (IA) en función del IPC y del IPRI interanuales. 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 la demanda conllevarán mayores necesidades de inversión, y viceversa. Deberá vigilarse, en este punto, que las empresas distribuidoras acompasen sus inversiones en las redes de distribución a la evolución de la demanda de los próximos ejercicios, y ello supuesto que, ya desde el inicio del periodo considerado, la calidad de servicio sea al menos la reglamentaria, ya que, en aquellas zonas donde se observen valores actuales de la calidad de servicio peores que los reglamentados, será necesario un sobre-esfuerzo inversor por parte de las empresas distribuidoras, sin que quepan reivindicaciones de una mayor retribución por parte de dichas empresas distribuidoras, puesto que la actual retribución de la actividad de distribución viene a permitir alcanzar los umbrales de calidad de servicio reglamentados.



8	CONSIDERACIONES SOBRE LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO	252
8.1	Seguridad de suministro del sistema gasista español	253
8.1.1	Capacidades adicionales en proyecto o en construcción.....	253
8.1.2	Calidad y nivel de mantenimiento de las redes	257
8.1.3	Plan de Actuación en Caso de Emergencia (PACE)	261
8.1.4	Medidas destinadas a atender los momentos de máxima demanda y la insuficiencia de uno o más suministradores.....	264
8.2	Seguridad del suministro del sistema eléctrico	266
8.2.1	Calidad de suministro.....	266
8.2.2	Nivel de mantenimiento de las redes	268



8 CONSIDERACIONES SOBRE LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Los artículos 4 y 5 respectivamente de las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE sobre el mercado interior de la electricidad y el gas natural establecen la obligación de los Estados miembros de supervisar los aspectos relacionados con la seguridad del suministro de cada mercado, pudiendo desarrollar esta labor las autoridades reguladoras.

Así, el artículo 4 de la Directiva 2009/72/CE dispone, para el mercado interior eléctrico:

“Artículo 4

Supervisión de la seguridad del suministro

Los Estados miembros se harán cargo de supervisar los aspectos relacionados con la seguridad del suministro. Cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, podrán encomendar esta función a las autoridades reguladoras a que se refiere el artículo 35. Esta supervisión abarcará, en particular, el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de demanda prevista y las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores. Cada dos años, a más tardar el 31 de julio, los organismos competentes publicarán un informe con los resultados de la supervisión de dichos aspectos, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados, y lo presentarán sin demora a la Comisión.”

A su vez, en relación con el mercado interior del gas natural, el artículo 5 de la Directiva 2009/73/CE indica:

“Artículo 5

Supervisión de la seguridad del suministro

Los Estados miembros se harán cargo de supervisar los aspectos relacionados con la seguridad del suministro. Cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, podrán encomendar esta función a las autoridades reguladoras a que se refiere el artículo 39, apartado 1. Esta supervisión abarcará, en particular, el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de demanda prevista y de suministros disponibles y las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores. Los organismos competentes publicarán antes del 31 de julio de cada año un informe con los resultados de la supervisión de dichos aspectos, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados, y lo presentarán sin demora a la Comisión.”

Los aspectos relacionados con la oferta, la demanda, sus previsiones y el balance de estas dos variables ya han sido tratados en capítulos anteriores del presente Informe. En el capítulo ocho se pretende resumir el resto de puntos considerados en los artículos 4 y 5



de las Directivas citados, comenzando inicialmente con los relativos al sector del gas natural, para continuar después con el sector eléctrico.

8.1 Seguridad de suministro del sistema gasista español

A continuación se describen los aspectos relativos a la seguridad del suministro de gas natural relacionados con las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores, de acuerdo con el artículo 5 de la Directiva 2003/55/CE.

8.1.1 Capacidades adicionales en proyecto o en construcción

El capítulo 6 desarrolla en detalle la evolución de las infraestructuras que actualmente se encuentran en fase de construcción o en proyecto para el periodo 2009-2013, así como su adecuación para atender la demanda prevista. Se puede considerar que, en general, y atendiendo siempre a la envergadura de cada instalación y las fechas de puesta en marcha previstas por los promotores, que en ocasiones difieren de lo indicado por la planificación del sistema, muchas de las instalaciones cuya puesta en operación se prevé para los años 2008 y 2009 se encuentran actualmente en operación o en construcción, mientras que las infraestructuras previstas para años posteriores están, muchas de ellas, en distintas fases del proyecto.

Respecto a las plantas de regasificación, la capacidad de emisión a la red de transporte experimentará un incremento importante en el periodo 2008-2012, que alcanza el 31% respecto a la capacidad disponible en 2008. Lo mismo ocurre con la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, que aumentará en casi 1.500.000 m³ de GNL. La figura 8.1.1 muestra el incremento de la capacidad de vaporización y de almacenamiento de GNL en el periodo 2008-2012.

Este desarrollo se debe, tanto a la ampliación de las capacidades de las plantas ya existentes (que supondrán una capacidad adicional de entrada de 1.100.000 (m³(n)/h)), como a la construcción y puesta en marcha en este periodo de dos nuevas plantas de regasificación, situadas en Asturias (Musel), y Tenerife (que suponen una nueva capacidad de emisión de 950.000 (m³(n)/h)). No se ha incluido la capacidad de la futura planta de Gran Canaria prevista para 2013. Estas tres nuevas plantas se encuentran aún en proyecto, y su comienzo de operación está previsto por los promotores para 2011, en el caso de las plantas de Asturias y 2012 en el caso de Tenerife, y para 2013 en la planta de Gran Canaria.

La capacidad de regasificación en las plantas del sistema gasista a finales de 2008 era de 6.562.800 m³(n)/h, contando con una capacidad de almacenamiento en tanques de GNL de 2.337.000 m³. Según el documento "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016", la entrada en operación de todas las infraestructuras, tanto peninsulares como insulares, incluidas en la nueva Planificación supondrá en el año 2016, un incremento en la capacidad de entrada de 3.112.800 m³N/h y de 2.248.000 m³ de GNL de almacenamiento en tanques (12 nuevos tanques) respecto a lo existente en 2008.

Los promotores de las nuevas capacidades de regasificación y almacenamiento de GNL, generalmente no esperan retrasos significativos en la puesta en marcha de las mismas, respecto a la fecha de revisión de la Planificación 2008-2016, salvo en el caso de las

nuevas plantas en las Islas Canarias que se retrasan un año sobre la fecha de la planificación. En todas las plantas existentes, excepto en la planta de Mugardos, actualmente está en construcción un tanque de 150.000 m³ de GNL y la ampliación de las capacidades de emisión por un valor de 400.000 m³(n)/h en la de Bilbao, de 400.000 m³(n)/h en la de Sagunto y de 300.000 m³(n)/h en la de Barcelona. No obstante, hay que señalar el retraso previsto, respecto a lo indicado en planificación, en las ampliaciones de la capacidad de atraque en la planta de Barcelona, Cartagena, Sagunto y Huelva.

CAPACIDAD	2008	2012	2016	Incremento 2008-2012	Incremento 2008-2016
Nueva capacidad de regasificación (m ³ (n)/h)					
	6.562.800	8.612.800	9.675.600	31%	47%
Nueva capacidad de almacenamiento en m ³ de GNL					
	2.337.000	3.827.000	4.585.000	64%	96%

Figura 8.1.1: Incremento de la capacidad de vaporización y de almacenamiento de GNL en el periodo 2008-2016.
Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 - Secretaría General de Energía

Continuando con las capacidades de entrada al sistema gasista español, cabe destacar el desarrollo de dos nuevos proyectos de conexión internacional en el periodo considerado. Estas son, en primer lugar, la duplicación del gasoducto Vergara-Irún, que permitirá aumentar la capacidad de interconexión del sistema gasista español con el francés por Irún, cuya fecha estimada de puesta en marcha para los tres tramos de los que consta (Vergara-Zaldivia, Zaldivia-Villabona, Villabona-Irún) en planificación es 2010, actualmente en construcción y que entrarán en operación según su promotor en 2008 el tramo Vergara-Zaldivia, en 2009 el tramo Zaldivia-Villabona y en 2010 el tramo Villabona-Irún. La segunda conexión internacional es el gasoducto de interconexión con Argelia, denominado Medgaz, previsto para 2009, que se encuentra también en construcción. Además, se prevé la ampliación de infraestructuras en el Eje del Ebro, en construcción, como la duplicación del gasoducto Villar de Arnedo-Castelnou, continuación del tramo Castelnou-Tivissa, que aumenta la capacidad del Valle del Ebro y se precisa para hacer frente al fallo total de planta de Barcelona, vulnerabilidad (n-1). Dicha infraestructura aumentaría la capacidad de transporte de la conexión internacional de Larrau, además de eliminar congestiones por falta de capacidad de transporte, puesto que la nueva capacidad de transporte que aporta esta duplicación al comunicar el Eje del Ebro, a través de Villar de Arnedo, con el gasoducto que conecta con el almacenamiento de Yela y los gasoductos desde el sur, Eje II a Madrid y Eje Transversal permite conectar todas las zonas gasistas.



En el caso del gasoducto del Medgaz, éste supondrá una capacidad de entrada adicional al sistema español de unos 954.000 m³(n)/h.

Por su parte, la capacidad de Larrau se prevé que aumente un total de 260.000 m³(n)/h para finales de 2012 según el undécimo informe de seguimiento de infraestructuras elaborado por esta Comisión, pasando de los 330.000 m³(n)/h actuales hasta los 590.000 m³(n)/h. No obstante, esta capacidad podría verse reducida por posibles limitaciones existentes en el lado francés. Asimismo, cabe apuntar que a partir de 2010 inclusive se prevé también la posibilidad de que el flujo en este punto pueda tener lugar en sentido inverso al actual, esto es, desde el lado español hacia el sistema francés.

La Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 prevé como fecha de puesta en marcha de la ampliación del almacenamiento subterráneo existente de Marismas y del nuevo almacenamiento de Castor el año 2010, y la construcción del nuevo almacenamiento de Yela el año 2012. Las fechas aportadas por los promotores reflejan retrasos en el caso de Castor hasta 2012 y de Marismas hasta 2011 y 2013 en sus distintas fases. En el caso de Yela se indica un adelanto de 6 meses. Para la ampliación del almacenamiento subterráneo existente de Gaviota y del nuevo almacenamiento de Poseidón no se dispone de fecha prevista de puesta en marcha. Cada uno de estos proyectos se encuentran en distinta fase del proyecto y de obtención de permisos.

Instalación	Inyección Mm ³ (n)/día	Extracción Mm ³ (n)/día	Volumen Operativo Mm ³ (n)
Marismas (Fase I)	1	2	300
Marismas (Fase II)	3,5	4,4	600
Poseidón	1	2	250
Yela	10	15	1.050
Gaviota	10	14	1.558
Castor	8	25	1.300
Reus	En Estudio		

Figura 8.1.2: Estado de los almacenamientos subterráneos incluidos en la revisión 2008-2016
Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 - Secretaría General de Energía

La planificación indica también que se están llevando a cabo estudios en el acuífero situado en Reus, Tarragona, con el fin de determinar su viabilidad como almacenamiento subterráneo, quedando su aprobación condicionada al resultado de dichos estudios.

La siguiente tabla recoge la información disponible sobre las infraestructuras de almacenamiento subterráneo adicionales a las ya aprobadas en la revisión 2005-2011 de la Planificación, que han sido incluidas en el nuevo horizonte de Planificación 2008-2016:

Instalación	Inyección Mm ³ (n)/día	Extracción Mm ³ (n)/día	Volumen Operativo Mm ³ (n)
Las Barreras	1	0,8	72
El Ruedo	0,5	0,5	90
Dorada		n.d.	
Cavidades salinas zona Cardona		n.d.	
Ampliación de Las Barreras		n.d.	
Ampliación de El Ruedo		n.d.	

Figura 8.1.3: Nuevos almacenamientos subterráneos aprobados en la Planificación 2008-2016.
Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 - Secretaría General de Energía

La empresa promotora del desarrollo como almacenamiento subterráneo de las actuales concesiones de hidrocarburos “El Ruedo” y “Las Barreras” ha realizado un estudio de viabilidad técnica del proyecto con resultados positivos.

En cuanto al desarrollo de la red de gasoductos de transporte, según muestra la figura 8.1.4, se prevé la construcción de más de 3.500 nuevos km de red según el undécimo Informe de Seguimiento de Infraestructuras en 2008-2012. Según la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 se prevé construir durante el periodo 2011-2015 más de 1.400 nuevos km de red. Asimismo y de acuerdo con la Planificación 2008-2016, se instalarán un total de 7 nuevas estaciones de compresión en la red durante el periodo 2007-2011 y se instalarán las estaciones de compresión de Villar de Arnedo y La Granja y se ampliarán las estaciones de compresión de Zaragoza, Zamora, Algete, Haro, Crevillente y Almendralejo durante el periodo 2012-2015, infraestructuras esenciales para el transporte del gas por la red de gasoductos, alcanzándose en 2011 una potencia de compresión adicional a la existente de 218.700 kW y añadiéndose otros 200.588 kW adicionales durante el periodo 2012-2015.

	2007	2008	2009	2010	2011	Total Periodo
Nuevos Km de gasoducto a construir						
	960	946	999	557	84	3.546
Nueva potencia de compresión kW						
	---	59.000	111.700	48.000	---	218.700

Figura 8.1.4: Incremento anual previsto de la red de transporte según el Informe de Seguimiento de Infraestructuras.
Fuente: ENAGAS y CNE

	2011	2012	2013	2014	2015	Total Periodo
Nuevos Km de gasoducto a construir						
	35	230	601	412	180	1.458
Nueva potencia de compresión kW						
	---	53.000	67.772	33.601	46.215	200.588

Figura 8.1.5: Incremento anual previsto de la red de transporte debido a los gasoductos aprobados en la Planificación 2008-2016.

Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 - Secretaría General de Energía

Por tanto, el crecimiento esperado de la demanda sería cubierto con las nuevas infraestructuras en proyecto o en construcción. No se esperan problemas de cobertura, de acuerdo con lo señalado en el capítulo 6 del presente informe, si bien se registran algunos retrasos en la construcción de las infraestructuras. En cualquier caso, el sistema español se diseña bajo el criterio n-1, es decir, para dar cobertura ante el hipotético fallo de alguna de las entradas.

8.1.2 Calidad y nivel de mantenimiento de las redes

Se entiende por mantenimiento el conjunto de todas aquellas actividades de inspección, control, intervención y/o reparación, destinadas a mantener las instalaciones gasistas en condiciones de seguridad y funcionamiento óptimas.

Todas las acciones adoptadas con carácter previo a la aparición de una anomalía en el sistema constituyen lo que se denomina mantenimiento preventivo, mientras que el conjunto de actuaciones destinadas a corregir una deficiencia manifiesta constituye el mantenimiento correctivo. A su vez, el mantenimiento correctivo puede ser planificado o no planificado (por ejemplo, las emergencias pueden dar lugar a un mantenimiento correctivo no planificado).

La Norma NGTS-08 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, aprobadas por la Orden Ministerial ITC/3126/2005, recoge las condiciones generales respecto al plan de mantenimiento e intervenciones en las instalaciones gasistas.

De esta forma, se obliga a los operadores de transporte y distribución a disponer de sus correspondientes planes de mantenimiento para el año de gas, así como, en el caso de los operadores de la red básica y de transporte secundario, a comunicar al Gestor Técnico del Sistema y a los sujetos afectados la programación de actividades que requieran o puedan ocasionar restricciones operativas en sus instalaciones.

Salvo imposibilidad técnica manifiesta, toda planificación de mantenimiento se realizará teniendo en cuenta el requisito de mantener la continuidad del servicio y la programación anual de descarga de buques. Los distribuidores y transportistas deberán mantener el suministro de forma permanente a los consumidores conectados a su red, si bien para efectuar tareas de mantenimiento, reparación, sustitución o ampliación de las instalaciones podrán realizar cortes temporales de suministro, de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente.



En las plantas de regasificación, el área de mantenimiento desarrolla y supervisa la ejecución de los distintos procesos de mantenimiento de las instalaciones y equipos de la planta, incluidos los equipos relacionados con la detección y actuación contra incendios. Se suelen distinguir tres tipos de mantenimiento en estas instalaciones:

- Mantenimiento mecánico, que normalmente se encarga también del aislamiento, obra civil, pintura y el sistema contra incendios.
- Mantenimiento eléctrico.
- Mantenimiento de la instrumentación.

El mantenimiento de la red de transporte y distribución del sistema gasista español se ocupa de las siguientes instalaciones:

- Las canalizaciones que constituyen las diferentes redes.
- Los accesorios de red (instrumentos de telemedida, telemando, protección catódica, válvulas, etc.).
- Las estaciones de compresión.
- Las estaciones de regulación y medida.
- Las acometidas.

El mantenimiento tanto preventivo como correctivo, de la red de transporte y distribución se realiza desde los llamados centros de mantenimiento, interviniendo en la operación cuando es necesario. Estos centros normalmente están situados en las proximidades de los núcleos urbanos y suele coincidir con una posición de gasoducto (punto de la red donde se emplazan equipos y elementos de control) de importancia.

El centro de control recibe los valores de los parámetros que interviene en el transporte del gas natural (presión, temperatura, caudal, etc.) y los corrige cuando se desvían de los valores correctos de funcionamiento, bien directamente mediante telemando o bien a través del personal de intervención de los centros de mantenimiento.

La red de transporte precisa ser vigilada permanentemente para realizar una explotación en condiciones de seguridad. Dado su carácter lineal, las posiciones y los centros de mantenimiento están diseminados a lo largo de la traza del gasoducto, por lo que la única posibilidad de realizar esta vigilancia, de forma económica y segura, es mediante el sistema de telecontrol.

El sistema de telecontrol no es más que un control a distancia que emplea las más modernas técnicas de telecomunicación. Precisa de una red de comunicaciones, con acceso a todas las posiciones y centros de mantenimiento del gasoducto, de forma que se pueda recibir y transmitir, de manera continua, todos los datos y órdenes requeridos. Estos medios de comunicación también deben dar soporte a una red telefónica automática de comunicaciones de servicio, mantenimiento y operación, de empleo exclusivo del personal de la empresa gasista.



El mantenimiento preventivo de la red conlleva actuaciones como:

- Detección y clasificación de fugas.

Las fugas pueden producirse en la unión entre dos tubos, entre tubería y accesorio o en el cuerpo de la tubería, debido a materiales obsoletos, roturas accidentales causada por un tercero, aparición de grietas o corrosión.

La detección y localización de fugas se realiza por reseguiamiento de la red, mediante el empleo de equipos de detección y cuantificación (equipos de ionización de llamas, ultrasonidos, combustión catalítica, etc.).

- Vigilancias.

La vigilancia de las instalaciones permite detectar anomalías en las instalaciones, pudiendo realizarse a pie (medio más preciso) o en automóvil.

Durante las vigilancias se revisan las partes aéreas de las canalizaciones (pintura, revestimientos y dispositivos de aislamiento eléctrico), el deslizamiento de los terrenos, las instalaciones de protección catódica, las condiciones de flujo del gas (presión, estado de filtros, etc.), las posibles válvulas y, en su caso, el contenido de odorizante.

Asimismo, el mantenimiento preventivo contempla la sustitución sistemática de aquellos tramos de conducciones que, por sus características determinadas, en base a la experiencia o estudios realizados, se prevea que puedan generar incidencias en el futuro.

Por otro lado, el mantenimiento correctivo incluye la corrección de las fugas detectadas, la sustitución de canalizaciones, accesorios y equipos, la anulación de tramos de red y las distintas operaciones destinadas a mantener el servicio durante la reparación de averías.

Respecto a la calidad de la red de transporte-distribución, las empresas gasistas emplean diversos indicadores que definen el nivel de calidad de sus instalaciones, los cuales a su vez sirven de orientación para el establecimiento de futuras actuaciones y la definición de los planes de mantenimiento preventivo. Algunos de estos parámetros son:

- Continuidad de suministro (Tiempo de Corte de Red no Programado). Sólo se consideran las interrupciones de suministro no programadas (roturas o fallos de ERM):

$$TCRT = \frac{N^{\circ} \text{ clientes afectados} \times \text{Tiempo de corte}}{N^{\circ} \text{ clientes totales}}$$

- Continuidad de suministro (Tiempo de Corte de Red Programado). Sólo se consideran interrupciones de suministro programadas:

$$TCRT = \frac{N^{\circ} \text{ clientes afectados} \times \text{Tiempo de corte}}{N^{\circ} \text{ clientes totales}}$$

- Índice de roturas de red o número de roturas por km de red:



$$R = \frac{N^{\circ} \text{ de fugas localizadas}^{(*)}}{\text{Total km de red de transporte}}$$

(*) Incluye tanto roturas en red como en acometidas.

- Nivel de calidad y seguridad en redes de distribución, medido a través del número de fugas por km:

$$R = \frac{N^{\circ} \text{ de fugas localizadas}^{(*)}}{\text{Total km reseguídos en el año}}$$

(*) Incluye las fugas detectadas en el tramo comprendido entre válvula de acometida y armario de regulación. Los km reseguídos son de red de transporte.

Adicionalmente, hay que señalar que las empresas transportistas y distribuidoras han desarrollado internamente procedimientos y protocolos que definen las operaciones a realizar, frecuencia de las mismas y medidas de seguridad, entre otros aspectos, en el desarrollo de de mantenimiento y calidad de sus redes, con el fin de garantizar la fiabilidad del servicio y la seguridad en la utilización de sus instalaciones.

Por otro lado, es de destacar que el Gestor Técnico del Sistema publica en su página web (www.enagas.es) para los meses siguientes el plan de mantenimiento y las afecciones previstas en las instalaciones de la red básica de gas que afectan a los puntos de entrada al sistema gasista español.

En cuanto a la información relativa a la calidad del suministro, el Gestor Técnico del Sistema tiene las consideraciones siguientes:

1. En los ejercicios 2006, 2007 y 2008 la continuidad del suministro no ha tenido incidencias destacables hasta la fecha. Las incidencias menores fueron resueltas aplicando las Reglas de Actuación Invernal o SOE.
2. Las actuaciones de mantenimiento, con incidencia en la operación, se programan y publican en la web del GTS. No existen interrupciones por mantenimiento no programadas.
3. Los procedimientos aplicados para la calidad del suministro se pueden resumir en los puntos siguientes:
 - a. Legislación vigente
 - b. Normas de Gestión Técnica del Sistema
 - c. Protocolos de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (especificaciones de calidad de gas en las entradas al sistema – tabla 1.1 PD-01)
 - d. Procedimientos complementarios publicados en la web de Enagas
 - e. Datos de Operación publicados en la web de Enagas



8.1.3 Plan de Actuación en Caso de Emergencia (PACE)

El Plan de Actuación en Caso de Emergencia (PACE) constituye un instrumento de proyección, organización y apoyo para el GTS que contempla las posibles situaciones de emergencia y las correspondientes acciones de abastecimiento alternativo a llevar a cabo así como, en su caso, las limitaciones de distribución que fuese necesario establecer. Corresponde al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la aprobación de este plan.

El PACE es articulado por el GTS, que propone las medidas a adoptar por parte de todos los agentes implicados. El objetivo principal del Plan consiste en minimizar los efectos de las emergencias, maximizando en todo momento el grado de cobertura de la demanda de gas natural, y garantizando además la seguridad de las personas y de los bienes. Analiza un horizonte temporal de tres años y es actualizado anualmente.

Las medidas de este Plan implican directrices generales sobre la evaluación de la emergencia, operación, coordinación, comunicación, seguimiento y plan de reposición. De este modo, en el PACE no se plantea la construcción de nuevas infraestructuras para paliar la vulnerabilidad N-1, sino que, por orden de prioridad, se propone la utilización de las infraestructuras existentes a su máxima capacidad, según las necesidades, a continuación se haría uso del mercado interrumpible y, en última instancia y si fuera necesario, se cortaría al mercado firme, preservando siempre los consumos definidos como servicios esenciales.

Otra de las medidas contempladas en el Plan es la aplicación del “*Acuerdo asistencia mutua ENAGAS – REN en situaciones de emergencia*” alcanzado en septiembre de 2007 y actualizado en octubre de 2008, que implementa una serie de medidas paliativas de ayuda recíproca, que podrían resultar muy valiosas en los casos de fallo del gasoducto del Magreb, o de las plantas de Huelva, Sines o Mugaridos, etc.

Para la elaboración del PACE, el Gestor gasista mantiene reuniones de coordinación con el Operador del Sistema Eléctrico, REE, en las que se definen las actuaciones de colaboración y apoyo al sistema gasista en los escenarios de emergencia que requieren la reordenación de entregas de gas para generación eléctrica.

En el PACE se analizan también los efectos sobre el sistema del retraso en la entrada en operación de las infraestructuras previstas, ya sean ampliaciones de infraestructuras existentes o nuevos proyectos.

Por otro lado, como ya se ha indicado, antes del 15 de marzo de cada año, el GTS elabora y envía al Ministerio de Industria una propuesta de oferta de peaje interrumpible para el siguiente periodo anual (periodos definidos de octubre de un año a septiembre del año siguiente). Uno de los criterios en la elaboración de esta oferta es precisamente el cumplimiento de la vulnerabilidad N-1 en el contexto del PACE, de tal forma que se propone un peaje interrumpible localizado en aquellos puntos más vulnerables, desde el punto de vista de la seguridad del suministro. Sin embargo, el peaje interrumpible que propone el GTS en estos términos no corresponde al estudio de vulnerabilidad N-1 en el escenario punta de demanda, tal y como se establece para la planificación obligatoria, sino que corresponde al estudio complementario de vulnerabilidad N-1 en el escenario PACE de demanda, tal y como se describe a continuación.



Criterios para el establecimiento del escenario PACE de demanda invernal:

Consumo de ciclos y centrales térmicas en un día tipo laborable, con baja pluviosidad, ventaja competitiva del gas frente al carbón y las indisponibilidades programadas de centrales nucleares que publica REE.

Previsión de demanda convencional llevada a cabo a través del sistema PATRONES en un día de demanda invernal laborable intermedio (como los que suelen presentarse en la última quincena del mes de febrero).

Tras la aplicación de los criterios expuestos, en la figura siguiente se resumen los valores de demanda eléctrica y convencional considerados en el PACE:

(GWh/día)	Invierno 2009-2010	Invierno 2010-2011
Demanda convencional	875	890
Demanda eléctrica	650	678

Figura 8.1.6. Escenarios de demanda eléctrica y convencional para el análisis de la vulnerabilidad N-1 en el PACE. Fuente: ENAGAS

A continuación se muestra el PACE vigente en el momento actual, de acuerdo con la propuesta presentada por el Gestor al Ministerio de Industria Turismo y Comercio en el mes de octubre de 2008, en el que se resumen las medidas a adoptar en los diferentes supuestos, las interrupciones a aplicar y el grado de cobertura de la demanda en cada caso.

Restricción		Medidas	Interrupción	Cobertura mercado	
Incremento extraordinario de demanda por frío		Reprogramación plantas, conexiones y AASS.	-	100%	
Falta de gas	Desbalances	Riesgo de desequilibrio en el sistema gasista	Gestión según apdos. 9.6 y 10 de las NGTS	-	
	Fallo de abastecimientos	Falta de cobertura en el mercado español. Suministros alternativos.	Si no se captasen suministros alternativos uso de reservas estratégicas, suspensión de derechos de acceso, modificación de las condiciones generales de regularidad de suministro, etc.	-	Según origen
Indisponibilidad de las instalaciones	Fallo planta de Barcelona.	Producción a red de 72 bar = 0	Reprogramación de plantas, conexiones y AASS. Propuesto mercado interrumpible. Coordinación con REE para minimizar los efectos del fallo.	Clientes interrumpibles en zona, tipo B: 24 GWh/día. Reducción de consumo de CTCC,s de Cataluña en coordinación con REE.	100%
	Los refuerzos previstos en la Planificación que mejoran su cobertura son la triplicación del Tivissa-Arbós, Duplicación del Castelnou-Tivissa-Paterna y nuevo gasoducto Martorell-	Producción a red de 45 bar = 0	Caudal máximo por las posiciones de la RGB. Propuesto 35 GWh/día de mercado interrumpible en la red de 45 bar. Coordinación con REE para minimizar los efectos del fallo.	No han solicitado el peaje interrumpible ofertado. Reducción de consumo de CTCC's de la zona en coordinación con REE. Se ve afectado el mercado firme de la zona en 10 GWh/día.	99%

Figueras y EC de Martorell.	Producción a red de 72 bar y 45 bar = 0	Las expuestas individualmente. El cuello de botella es la llegada de gas a la EC de Tivissa. La capacidad de transporte en la llegada a este punto desde Levante y desde el Valle del Ebro está limitada en 180 GWh/día.	Reducción de consumo de CTCC's de la zona en coordinación con REE. Dificultades para suministrar un mercado valorado en 140 GWh/día en el tramo Barcelona-Tivissa, de los que 24 GWh/día tienen peaje interrumpible B.	93%
Fallo planta Sagunto/Cartagena	Producción nula	Reprogramación de plantas, conexiones y AASS.	-	100%
Fallo planta de Huelva	Producción nula	Reprogramación de plantas, conexiones y AASS. Utilización del Eje Transversal.	-	100%
Fallo planta de Mugarodos	Producción nula	Reprogramación de plantas, conexiones y AASS. Acuerdo ENAGAS-REN de asistencia mutua. Coordinado con REE en agosto de 2008, una potencia máxima disponible equivalente a dos grupos de 400 MW de los cuatro en la zona noroeste (3 Galicia + 1 Asturias)	En coordinación con REE y REN se puede asegurar el consumo de 2 de los 4 CTCC's de la zona noroeste. Posible interrupción de uno de los ciclos por cláusula de contratación.	99%
Rotura gasoducto de Extremadura	Se suspende el transporte de gas para España y Portugal desde Córdoba a Almendralejo. Transporte de norte a sur por la Ruta de la Plata para apoyar a REN en Badajoz. El Eje transversal apoya la solución de este fallo. Para apoyar a Portugal se fomentarán intercambios comerciales de gas del GME para REN por GNL a planta de Sines.	Aplicación del "Acuerdo de asistencia mutua ENAGAS- REN"	-	100%
Fallo total GME	Interrupción total de suministro de GME al mercado español y portugués. No se detectan restricciones de capacidad de transporte.	Coordinación ENGAS-REE para limitar el consumo de CTCC's que palien la caída de existencias (4 semanas) hasta sustitución de suministros. Reprogramación de plantas y AASS.	Clientes interrumpibles Ay B los 10 primeros días para paliar caída de existencias. Reducción del sector eléctrico.	100%
Fallo Serrablo	Extracción de Serrablo nula	Reprogramación de plantas, conexiones y AASS de Gaviota.	-	100%



De acuerdo con este Plan, los puntos más vulnerables del sistema, desde el punto de vista de la capacidad transportable asociada son, en la actualidad, las plantas de regasificación de Barcelona y Mugaros, ya que el resto de las entradas son sustituibles por las demás, sin necesidad de recurrir a cortes en el mercado.

8.1.4 Medidas destinadas a atender los momentos de máxima demanda y la insuficiencia de uno o más suministradores

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, así como las Normas de Gestión Técnica del Sistema, recogen las principales medidas implantadas en relación con el incremento de demanda o la escasez de gas, cualquiera que sea su causa, incluyendo la insuficiencia de uno o más suministradores.

El Real Decreto 1716/2004 establece la obligación, para los transportistas que incorporen gas al sistema y los comercializadores, así como consumidores que no se suministren a través de comercializadora, de mantener unas reservas de gas equivalentes a 35 días de las ventas o consumos de carácter firme en los 12 meses anteriores.

Además, los transportistas y comercializadores que incorporen gas al sistema, y los consumidores que adquieran gas al principal país proveedor del sistema en cantidades superiores a 10 GWh/año, estarán obligados a diversificar sus suministros de tal forma que, anualmente, el volumen de los aprovisionamientos provenientes del principal país proveedor del mercado español sea inferior al 60% del total de sus suministros.

El Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, modificó el Real Decreto 1716/2004. Las principales medidas que contempla dicho Real Decreto son:

1. Eliminación de la obligación para los transportistas del mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad y de la diversificación de suministros que recae, a partir de la fecha en que desaparece el mercado a tarifa, exclusivamente en los comercializadores y consumidores directos en mercado.
2. Modificación de la obligación de diversificación que sustituye del límite establecido en un 60% de los suministros provenientes de un mismo país hasta el 50%. Además, se limita la obligación de diversificación a los sujetos cuya cuota de importación supere el 7 por ciento del total.
3. Se establece un procedimiento mediante el cual los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad puedan incrementar las existencias estratégicas, a cargo de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).
4. Reducción del número de días de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a 20 días: 10 días de las ventas firmes en el año natural anterior tendrán consideración de existencias de carácter estratégico y deberán situarse en los almacenamientos subterráneos y los otros 10 días de las ventas firmes en el año natural anterior se considerarán existencias operativas.
5. Se dispone que para mantener la autorización de comercializador de gas natural deben cumplirse las condiciones que estén en vigor para el acceso a la licencia de actividad.



Por otra parte, como ya se ha indicado anteriormente, las Normas de Gestión Técnica del Sistema constituyen uno de los elementos normativos básicos para garantizar el correcto funcionamiento del sistema y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural.

En este sentido, la NGTS-9, denominada “Operación normal del sistema” contempla la posibilidad de que el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con los operadores y usuarios, elabore anualmente un plan de gestión invernal con objeto de garantizar el suministro ante el incremento de la demanda derivado de la estacionalidad del mercado doméstico-comercial y de repentinas olas de frío.

Como consecuencia de esta disposición, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio aprobó la Resolución de 11 de noviembre de 2008 por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal 2008-2009, para la operación del sistema gasista, que sería de aplicación desde el 1 de noviembre de 2008 hasta el 31 de marzo de 2009.

A continuación se describen con mayor detalle las medidas que incluyó el citado Plan de Actuación:

Regla 1ª.- Limitaciones a las exportaciones.

- “Las nominaciones de salida por la conexión internacional de Larrau que den como resultado un flujo de entrada de caudal inferior a 175.000 m³/h(n) (50 GWh/día) serán consideradas no viables”.

Regla 2ª.- Existencias mínimas de gas natural licuado (GNL) en plantas de regasificación.

- “El GTS podrá declarar no viable el programa mensual de un usuario si en algún momento del mes las existencias totales de GNL de dicho usuario fueran a ser inferiores a tres días de la capacidad de regasificación contratada en el conjunto de las plantas de regasificación del sistema, o si en algún momento las existencias de un usuario en una planta fueran inferiores a dos días del total de la capacidad contratada en dicha planta”.

Regla 3ª.- Ola de frío

- “Se entenderá por olas de frío aquellas situaciones en que la temperatura significativa para el sistema gasista calculada por el GTS se sitúe en valores inferiores a los incluidos en una banda de fluctuación¹ durante al menos 3 días consecutivos, cuando Protección Civil declare alerta por impactos previstos de fenómenos meteorológicos o cuando la previsión de la demanda convencional diaria supere los 1.020 GWh (...). El GTS informará a los usuarios de sus previsiones generales de la demanda convencional del sistema y de la demanda extraordinaria del Grupo 3 debida a olas de frío, desagregada por zonas geográficas y calculada en función de valores tabulados recogidos en la resolución (...).”

¹ La banda de fluctuación estará constituida por las temperaturas que no difieran de la curva de referencia en más de 3,5 °C. La curva de referencia representa la temperatura media de los quince días anteriores y posteriores a cada día registrada durante los 10 últimos años.

- “En el estudio de la viabilidad de las programaciones mensuales, el GTS verificará que son viables tanto las programaciones asociadas a la demanda esperada como las programaciones que deberían realizarse en caso de producirse una ola de frío”.

8.2 Seguridad del suministro del sistema eléctrico

8.2.1 Calidad de suministro

Funcionamiento de la red de transporte

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, definió una serie de parámetros representativos de los niveles de calidad que sirven para el establecimiento de incentivos y penalizaciones. Los valores de dichos índices de calidad se modificaron en el Anexo VIII del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007. La calidad global de la red de transporte es exigida por punto frontera y por instalación, mientras que los indicadores de medida son la energía no suministrada ENS, el tiempo de interrupción medio TIM y la indisponibilidad de la red, analizados a continuación.

En el año 2008, que son los últimos datos disponibles, la energía no suministrada, referida a la red de transporte peninsular ha sido la que se muestra en la siguiente figura.

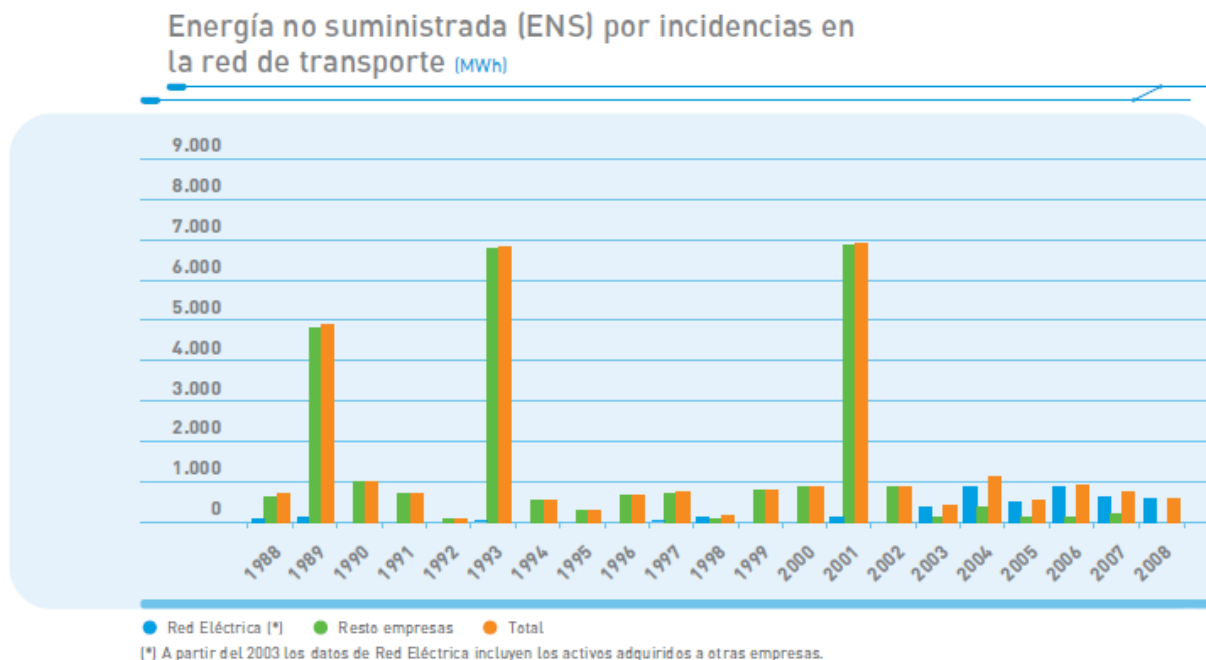


Figura 2.2.32 Energía no suministrada por incidencias en la red de transporte (MWh). Año 2008. Fuente: REE.

Igualmente, en el año 2008, últimos datos disponibles, el tiempo de interrupción medio es el que se muestra en la siguiente figura:

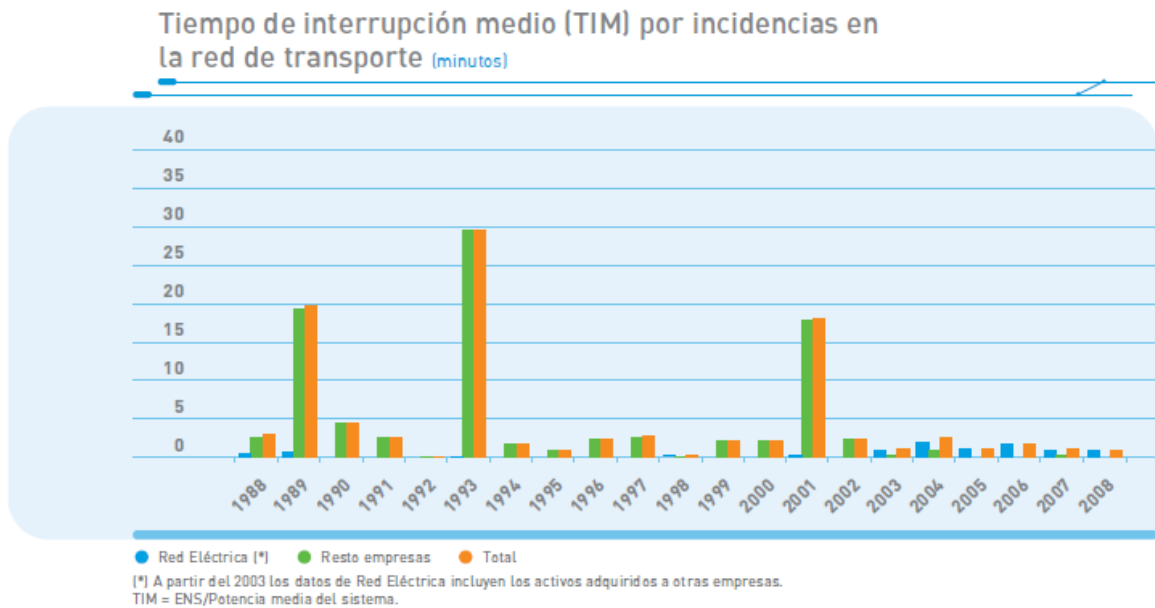


Figura 2.2.33 Tiempo de interrupción medio (min.). Año 2008. Fuente: REE.

Funcionamiento de la red de distribución.

En cuanto a la calidad del servicio, las empresas distribuidoras están obligadas a mantener los niveles de calidad zonal asignados en aquellas zonas donde desarrollen su actividad.

La medida de la calidad zonal se efectúa sobre la base del TIEPI (tiempo de interrupción equivalente a la potencia instalada), el percentil del TIEPI (valor del TIEPI que no es superado por el 80% de los municipios), y el NIEPI (número de interrupciones equivalente a la potencia instalada).

TIEPI COM. AUTÓNOMA	TOTAL					
	2003	2004	2005	2006	2007	2008
ANDALUCÍA	4,09	4,60	3,25	2,39	2,39	3,00
ARAGÓN	3,00	2,01	1,51	1,32	1,46	1,67
ASTURIAS	1,39	1,45	1,27	1,86	1,23	1,66
BALEARES	7,49	3,25	2,20	1,83	2,00	2,73
CANARIAS	4,38	2,57	9,25	1,38	1,12	1,71
CANTABRIA	1,67	2,16	1,56	1,60	1,35	1,16
CASTILLA-LEÓN	2,04	1,63	1,56	2,12	2,14	1,61
CASTILLA-LA MANCHA	2,61	2,24	1,99	2,61	2,38	2,36
CATALUÑA	3,01	1,84	1,57	1,79	1,67	1,37
EXTREMADURA	3,96	3,36	2,54	2,62	5,95	7,73
GALICIA	2,46	2,28	1,63	2,62	2,15	2,37
LA RIOJA	1,60	1,88	1,39	1,92	1,48	2,41
MADRID	1,20	1,21	1,07	1,26	1,35	1,51
MURCIA	2,92	2,28	2,21	3,56	0,91	1,26
NAVARRA	2,17	2,55	1,39	1,40	5,35	8,60
PAIS VASCO	1,59	1,36	1,54	1,89	3,56	3,23
C.VALENCIANA	2,76	2,54	2,15	2,40	1,54	1,35
CEUTA	0,47	5,04	3,34	9,14	1,56	1,28
MELILLA	10,66	29,30	7,33	4,20	2,94	2,82
Total Nacional	2,86	2,42	2,18	2,04	1,93	2,07

Figura 2.2.35. Evolución del TIEPI imprevisto por CCAA. Fuente: MITyC.

En España existe una gran diferencia en los índices de calidad de suministro entre Comunidades Autónomas. Así, mientras que el tiempo medio de interrupción en 2008 para la provincia que tiene mejor calidad de suministro (Cantabria) es de 1,16 horas y en la de peor calidad (Navarra) el tiempo asciende a 8.60 horas.

8.2.2 Nivel de mantenimiento de las redes

De cara al mantenimiento realizado en las redes de las actividades eléctricas reguladas cabe distinguir entre mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo.

Se considera como mantenimiento preventivo todas las acciones realizadas por las distintas compañías encaminadas al cumplimiento de la legislación vigente, así como el conjunto de intervenciones periódicas que se realizan sobre los equipos, con el fin de minimizar la probabilidad de avería e indisponibilidad.

En el caso de las líneas aéreas el mantenimiento preventivo consiste en:

- Inspección visual y termográfica de los apoyos, conductores y aisladores
- Tala, poda y limpieza de calle.



En el caso de las líneas subterráneas, el mantenimiento consta de:

- Inspección visual de la canalización
- Inspección mediante radar de la misma con la finalidad de detectar los puntos débiles o afectados de cada tramo.
 - Verificar la continuidad de la malla general de tierra
 - Comprobar que la grava situada bajo el transformador no tiene tierra, arena, ni objetos que impidan el filtrado de las posibles pérdidas de aceite
 - Engrasar las ruedas
 - Inspeccionar el accionamiento manual del regulador, observando que se logra la conmutación en todas las tomas
 - Observar el nivel de líquido aislante, bien en el depósito de expansión o en los visores de la cuba, si no tuviese depósito
 - Comprobar el estado de envejecimiento de las gomas Silent-block
 - Comprobar estado general de la pintura y repasar las oxidaciones
 - Observar el estado de los aisladores y proceder a su limpieza

El mantenimiento preventivo para los centros de transformación tipo caseta, consiste en realizar una serie de acciones sobre los distintos equipos que lo componen:

- Cabinas
 - Revisar la bancada saneando las grietas de obra civil y los herrajes de fijación
 - Observar armarios comprobando que no se producen condensaciones en el interior y que el armario sea lo más hermético posible, evitando la entrada de animales
 - Comprobar la señalización mecánica y luminosa
 - Comprobar el estado de las conexiones de las puestas a tierra de cabinas con la malla de protección de la instalación
 - Revisar el estado general de la pintura y repasar las oxidaciones
 - Comprobar las uniones atornilladas del equipo
- Interruptor
 - Revisar y comprobar el funcionamiento del accionamiento manual
 - Revisar el estado de los mecanismos de accionamiento, comprobando articulaciones, levas, gatillos y pasadores
 - Revisar los relés térmicos o fusibles de los motores
 - Comprobar en los motores las escobillas, conexiones, contactos y finales de carrera
 - Inspeccionar los contactos deslizantes, comprobando su estado y revisando la zona de paso de corriente del contacto móvil con la parte fija
 - Comprobar el estado de los aisladores y las uniones atornilladas del equipo
- Transformador
 - Comprobar que las conexiones a tierra de la cuba, carriles y elementos auxiliares realizan una buena conexión
 - Limpieza
 - Eliminar los óxidos en las superficies de contacto atornilladas
 - Comprobar y reapretar las conexiones a los bornes de la máquina
 - Medir el aislamiento entre devanados y entre éstos y tierra
 - Comprobar señales de alarma y disparo por temperatura del transformador
 - Observar el estado del silicagel



- Cuadro Baja Tensión
 - Comprobar el estado y apriete de todas las conexiones de puesta a tierra de protección de la instalación, así como su continuidad con la malla general
 - Comprobar que el tarado de los fusibles corresponden al circuito a proteger
 - Comprobar el estado y apriete de las conexiones de las bases del embarrado y de las salidas de Baja tensión a las bases, así como su calentamiento
- Local
 - Limpieza del local
 - Observar el estado de las rejillas de ventilación, cuidando que no estén obstruidas ni oxidadas
 - Inspeccionar el alumbrado general, revisando y limpiando los puntos de luz, interruptores, enchufes, cajas y fusibles
 - Inspeccionar el alumbrado de emergencia comprobando que actúa ante la falta de alumbrado general
 - Comprobar el sistema de arranque y parada de la bomba de achique
 - Comprobar el sistema de ventilación forzada

El mantenimiento preventivo para los centros de transformación tipo intemperie, consiste también en realizar una serie de acciones sobre los distintos equipos que lo componen:

- Seccionador fusible
 - Observar el estado de los aisladores de los seccionadores y que el conjunto no tenga óxido en la fijación, en el bastidor o en las cuchillas y mordazas
 - En los fusibles, observar su limpieza y las posibles oxidaciones en las mordazas
 - Comprobar la correcta actuación del seccionador y que las maniobras de apertura y cierre se realizan con facilidad
 - Medir por termovisión la temperatura de las conexiones
 - Comprobar que los bastidores de los elementos de protección y maniobra están puestos correctamente a tierra y que las piezas de conexión no tienen roturas ni fisuras
 - Medir la resistencia de puesta a tierra de los herrajes
- Transformador
 - Comprobar que las conexiones a tierra de la cuba, carriles y elementos auxiliares realizan una buena conexión
 - Inspeccionar el accionamiento manual del regulador, observando que se logra la conmutación en todas las tomas
 - Observar el nivel de líquido aislante, bien en el depósito de expansión o en los visores de la cuba, si no tuviese depósito
 - Comprobar estado general de la pintura y repasar las oxidaciones
 - Observar el estado de los aisladores y proceder a su limpieza
 - Eliminar los óxidos en las superficies de contacto atornilladas
 - Comprobar y reapretar las conexiones a los bornes de la máquina
 - Medir el aislamiento entre devanados y entre éstos y tierra
 - Observar el estado del silicagel



- Cuadro Baja Tensión
 - Comprobar el estado y apriete de todas las conexiones de puesta a tierra de protección de la instalación, así como su continuidad con la malla general
 - Comprobar que el tarado de los fusibles corresponden al circuito a proteger
 - Comprobar el estado y apriete de las conexiones de las bases del embarrado y de las salidas de Baja tensión a las bases, así como su calentamiento
- Autoválvula
 - Comprobar el buen estado de las autoválvulas. Observar su montaje, deterioro o rotura
 - Comprobar la buena conexión a tierra de las autoválvulas
 - Comprobar el estado del dispositivo de desconexión de las autoválvulas, por si estuviera señalizando sobresolicitación o avería

El mantenimiento preventivo para las subestaciones consiste, al igual que en los casos anteriores, en realizar una serie de acciones sobre los distintos equipos que lo componen:

- Seccionador
 - Comprobar las superficies de contacto, hacer varias maniobras con accionamiento manual y eléctrico. Medir las superficies de contacto
 - Comprobar la puesta a tierra de la estructura saneando los herrajes y limpiando las oxidaciones
 - Comprobar la regleta de bornas y cableado
 - Comprobar y limpiar los contactos auxiliares
 - Comprobar el funcionamiento de las resistencias de calefacción
 - Comprobar la puesta a tierra del armario de mando
 - Comprobar finales de carrera
 - Comprobar los bloqueos mecánicos
 - Comprobar motor, escobillas y conexiones
 - Comprobar timonerías y articulaciones
 - Limpiar y engrasar guías
 - Comprobar las conexiones del circuito principal
 - Comprobar estado de aisladores
 - En el caso de seccionadores con cuchillas de puesta a tierra, comprobar dichas cuchillas, la trenza de conexionado a tierra, la timonería y articulaciones, el enclavamiento eléctrico y el bloqueo mecánico
- Interruptor
 - En la bancada
 - Comprobar la puesta a tierra
 - Comprobar los herrajes de fijación
 - Observar la fijación de carriles y frenado de ruedas



- En los mandos:
 - Comprobar los armarios
 - Revisar la regleta de bornas y cableados
 - Revisar y limpiar los contactos auxiliares
 - Inspeccionar las resistencias de calefacción
 - Revisar la indicación mecánica de posición
 - Revisar el accionamiento manual
 - Revisar relés
 - Revisar estado de los mecanismos de accionamiento
 - Revisar la puesta a tierra
 - Revisar contadores
 - Revisar las escobillas y conexiones de motores
- Comprobar las conexiones del circuito principal y entre cámaras
- Comprobar el estado general de la pintura y limpiar las oxidaciones
- Observar el estado de los aisladores
- En los elementos de corte de pequeño volumen de aceite:
 - Inspeccionar niveles y pérdidas de aceite en cámaras
 - Inspeccionar cámara de corte
 - Comprobar tapas y juntas de los polos
 - Verificar pérdidas de aceite por el eje y grifos de vaciado
 - Revisar contactos y parachispas
 - Revisión general monocámaras
 - Inspeccionar contactos deslizantes
- En los elementos de corte de SF₆:
 - Comprobar cámara de corte
 - Revisar estado de contactos parachispas y toberas
 - Inspeccionar segmentos del pistón
 - Inspeccionar contactos deslizantes
 - Inspeccionar contracontacto fijo
 - Comprobar las juntas
 - Comprobar dispositivo de seguridad
- En los elementos de corte de Vacío:
 - Comprobar tapas y juntas de los polos
 - Comprobar contactos y parachispas
 - Comprobar las juntas
- Verificar sincronismo longitudinal entre cámaras
- Verificar sincronismo transversal entre fases
- En interruptores de pequeño volumen de aceite, comprobar la rigidez dieléctrica del aceite
- En interruptores de SF₆, medir presiones y densidad del gas
- Transformador de tensión
 - Comprobar puestas a tierras de la bancada
 - Sanear pintura del soporte metálico
 - Revisar conexiones de entrada y salida del circuito principal
 - Inspeccionar estado de los aisladores
 - Verificar aislamiento a tierra



- En el secundario
 - Revisar pasatapas
 - Revisar conexiones
 - Revisar juntas de tapas
- En el primario:
 - Revisar estanqueidad del transformador y cuba
 - Revisar membrana de dilatación
 - Revisar membrana de seguridad
 - Comprobar estado general de las conexiones
- Transformador de intensidad
 - Comprobar puestas a tierras de la bancada
 - Sanear pintura del soporte metálico
 - Revisar conexiones de entrada y salida del circuito principal
 - Inspeccionar estado de los aisladores
 - Verificar aislamiento a tierra
 - Verificar aislamiento entre devanados
 - En el secundario
 - Revisar conexiones
 - En el primario:
 - Revisar membrana de dilatación
 - Revisar membrana de seguridad
- Relé
 - Comprobar ajustes
 - Verificar tiempos de operación temporizado
 - Verificar tiempos de operación instantáneo
 - Comprobar disparo de interruptor
 - Comprobar tensión de salida
 - Comprobar umbral de actuación
 - Comprobar señalizaciones
- Transformador de potencia
 - Comprobar puestas a tierra de la bancada
 - Comprobar frenado de ruedas
 - En los mandos:
 - Comprobar armarios
 - Comprobar regleta de bornas y cableado
 - Comprobar accionamiento manual y eléctrico del regulador
 - Comprobar relés térmicos y fusibles
 - Comprobar contactores
 - Comprobar relés auxiliares
 - Comprobar motor



- Refrigeración:
 - Observar y comprobar los ventiladores
 - Observar los indicadores de circulación
 - Observar y comprobar los radiadores
 - Comprobar la válvula de aislamiento de los radiadores
 - Comprobar amortiguadores
 - Comprobar estado general de la pintura y oxidaciones
 - Observar estado de los aisladores
 - Comprobar conexiones primarias y secundarias
 - Observar diafragma de la válvula de expansión
 - Purgar aires y gases del transformador
 - Medir aislamiento a tierra de los devanados
 - Medir aislamiento entre devanados
 - Comprobar puesta en marcha y parada por temperatura de refrigeración
 - Comprobar alarma y disparo del relé conmutador
 - Comprobar válvula de sobrepresión
 - Comprobar relé Buchholz
 - Observar el estado del silicagel
 - Medir rigidez dieléctrica del aceite
- Rectificador y Baterías
 - Revisar puesta a tierra de bancada
 - Revisar parte metálicas
 - En el rectificador:
 - Verificar carga
 - Revisar alarmas tensiones máxima y mínima
 - Verificar fallo del cargador
 - Verificar aparato de medida
 - Verificar voltaje total
 - Verificar voltaje de cada elemento
 - Verificar densidad del electrolito
 - Revisar nivel electrolito
- Baterías condensadores
 - Inspeccionar estructura
 - Verificar funcionamiento de condensadores
 - Comprobar estado de condensadores
 - Limpiar condensadores
 - Revisar conexiones
 - Comprobar fusibles
 - Revisar tierras
- Pararrayos
 - Comprobar puesta a tierra de la bancada
 - Revisar estado general de la pintura y oxidaciones
 - Observar estado de los aisladores
 - Verificar contador de descargas

Se considera mantenimiento correctivo el conjunto de acciones que se realizan sobre determinados equipos, como consecuencia de anomalías en su funcionamiento, detectadas en revisiones preventivas, inspecciones reglamentarias o averías surgidas de forma intempestiva.



9	CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES.....	275
9.1	La emisión de contaminantes en los sectores energéticos.....	279
9.2	El impacto de la industria eléctrica en el medioambiente	282
9.2.1	Emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de las centrales termoeléctricas.....	282
9.2.2	Residuos procedentes de las centrales nucleares.....	286
9.2.3	Fomento del régimen especial.....	287
9.2.4	Fomento de la eficiencia energética.....	288
9.3	Impacto y consideraciones medioambientales en la construcción de redes	290

9 CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES

La utilización y la transformación de la energía son actividades enormemente vinculadas al desarrollo económico de los países. Sin embargo, estas actividades tienen efectos negativos sobre el medio ambiente, que pueden ser de alcance local o global, o tener consecuencias de corto o de largo plazo.

Entre los principales impactos que las actividades de transformación de la energía tienen sobre el medio, se encuentran la emisión de contaminantes atmosféricos, como SO₂, NO_x (principales causantes de las lluvias ácidas) y CO₂ (considerado el principal causante del efecto invernadero) y la generación de residuos radiactivos de media y alta actividad. Asimismo, los combustibles fósiles que se consumen son recursos naturales limitados.

A pesar de esta probada afección negativa sobre el medio, los precios de la electricidad, del gas natural o de los productos petrolíferos no recogen la totalidad del coste de los impactos ambientales que el uso de estos combustibles lleva asociado, ni los costes de largo plazo por el consumo de unos recursos naturales limitados, por lo que la asignación de recursos en los mercados energéticos podría resultar ineficiente. Estos costes se denominan costes sociales, porque no recaen generalmente sobre los agentes que los ocasionan, sino sobre la sociedad en su conjunto.

Para conseguir una asignación eficiente en un mercado de libre competencia, existen diversas posibilidades, alguna de ellas de difícil aplicación, como la prohibición del uso del producto contaminante¹ y la internalización de los costes ambientales y de largo plazo en el precio de la energía, mediante la regulación económica de las actividades energéticas.

La primera de las medidas mencionadas, la prohibición o limitación de uso, no resulta de fácil implementación en el caso de un producto como es la energía, fundamental no sólo para el desarrollo económico, sino también para el desenvolvimiento humano en cualquier civilización actual desarrollada. Por este motivo, se suele pensar más en la utilización de medidas de internalización de costes en el precio del producto. En este caso, se suelen introducir mecanismos de tipo “indirecto”, con el fin de evitar en lo posible restricciones directas en el mercado. Los instrumentos de internalización, que se emplean cada vez con mayor asiduidad en los sectores energéticos liberalizados, son los mecanismos fiscales, los incentivos económicos y los instrumentos de mercado. Además, existen otras vías de internalización complementarias, como el fomento de la información al consumidor, con el fin de introducir y mejorar la cultura del ahorro, y la formalización de acuerdos voluntarios entre empresas y Administraciones, para limitar las emisiones e incrementar el ahorro y la eficiencia energética.

La regulación económica en los sistemas energéticos liberalizados tiene por objeto asegurar que las actividades liberalizadas se desarrollen en mercados lo más perfectos posibles, mientras que las actividades reguladas se desarrollan en régimen de monopolio con regulaciones que promuevan su funcionamiento de la forma más eficiente posible. La regulación trata de paliar, en lo posible, los llamados fallos de mercado, entre otros, la no consideración de los costes sociales.

¹ El RD 403/2000, de 24 de marzo, por el que se prohíbe la comercialización de gasolinas con plomo, transpuso la Directiva 98/70/CE sobre esta materia, prohibiendo este producto a partir del 1 de enero de 2002. Esta fecha fue adelantada posteriormente a septiembre de 2001.

De esta forma, en los sistemas liberalizados, el Estado impone directamente a los agentes las condiciones de protección del medio ambiente en las declaraciones de impacto ambiental que acompañan a las autorizaciones de las instalaciones². En ellas, previo a un trámite de audiencia pública, la Administración ambiental analiza la viabilidad de la instalación desde el punto de vista ambiental, formula las actuaciones correctoras que considera necesarias e impone los límites de emisión e inmisión que se han establecido con carácter general³. Estos son los mecanismos de tipo “directo” o de “command and control”, según la terminología anglosajona.

En un intento de ir más allá en la voluntad de protección ambiental manifestada a través de la regulación, se ha tratado de integrar todos los aspectos relacionados con dicha protección, creando la llamada “autorización ambiental integrada”, establecida en la Ley 16/2002, de 1 de julio, de trasposición de la Directiva 96/61/CE, relativa a la prevención y al control integrado de la contaminación. La Ley prevé una evaluación ambiental periódica, e impone la necesidad de aplicar medidas de corrección de los impactos teniendo en cuenta los avances tecnológicos para la utilización de la mejor tecnología. Al mismo tiempo, trata de lograr una protección de conjunto, coordinando a todas las Administraciones implicadas para agilizar trámites y reducir las cargas administrativas de los particulares, a la vez que se aglutinan en un solo acto administrativo todas las autorizaciones ambientales existentes en materia de producción y gestión de residuos, de vertidos a las aguas continentales (tanto en el caso de vertidos a la red integral de saneamiento como los vertidos desde la tierra al mar) y las limitaciones en materia de contaminación atmosférica.

Por otra parte, existen Directivas de carácter ambiental que tienen una influencia notable en el desarrollo de las actividades energéticas. Estas normas son las siguientes:

- **Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.** Esta Directiva revisa la Directiva 88/609/CEE, imponiendo límites de emisión de SO₂, NOx y partículas más exigentes, que afectarán tanto a instalaciones nuevas como existentes, en este último caso a partir del año 2008. Su objetivo es la reducción en la UE de las emisiones de SO₂ en un 63% y de NOx en un 21%. En dicha Directiva se establecen límites también para las turbinas de gas y para la biomasa.

El Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, traspuso a nuestro ordenamiento jurídico la Directiva 2001/80/CE. Asimismo, el Consejo de Ministros aprobó, con fecha 25 de noviembre de 2005, el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión.

² El Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.

³ El RD 646/91, de 22 de abril, sobre limitación de agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, que traspone la Directiva 88/609/CEE. El RD 430/2004, de 12 de marzo, modifica el RD anterior para establecer los nuevos límites de la Directiva 2001/80/CE. Los RR.DD. 1613/1985; 1321/1922; 1073/2002 y 717/1987 establecen normas de calidad del aire en lo referente a la contaminación por SO₂, NOx, partículas y Pb.

- **Directiva 2001/81/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos**, cuyo fin es luchar contra la acidificación, el ozono troposférico y la eutrofización en cada país, teniendo en cuenta el concepto de carga crítica. Establece, para cada país, unas emisiones máximas de SO₂ y NO_x a partir de 2010.

La Resolución de 11 de septiembre de 2003 de la Secretaría General de Medio ambiente publicó el Acuerdo de 25 de julio de 2003 del consejo de Ministros por el que se aprueba el Programa de reducción de emisiones que pretende cumplir la directiva 2001/81/CE.

- **Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios**, que afecta tanto a edificios nuevos como existentes y que tiene como objetivo el fomento del rendimiento energético en los edificios de la UE, tratando de alcanzar un alto nivel de eficacia en el coste. Para ello, establece una metodología de cálculo de la eficiencia, unos requisitos mínimos, la certificación energética y la inspección de determinados elementos integrantes de los sistemas de climatización de los edificios.

Mediante el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, el Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el Procedimiento Básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción, y el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE), se traspone la Directiva 2002/91/CE, incorporando a nuestro ordenamiento todas las exigencias relativas a los requisitos de eficiencia energética en edificios.

- **Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad**, que define un sistema fiscal general para los productos energéticos, al objeto de mejorar el funcionamiento del mercado interior, favorecer las actitudes propicias a la protección del medio ambiente y alentar una mayor utilización de la mano de obra.
- **Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE**, en la que se fomenta esta tecnología y se establece la necesidad de garantizar el origen de la electricidad procedente de la cogeneración. Mediante el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, se incorporó a nuestra legislación esta Directiva.
- **Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE**, establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables, fija objetivos nacionales obligatorios en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía así como con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el transporte, establece normas en cuanto a las transferencias entre Estados Miembros, proyectos conjuntos entre ellos y con terceros países, las garantías de origen, los procedimientos administrativos, el acceso a la red eléctrica, y define criterios de sostenibilidad para biocarburantes y biolíquidos.

En la normativa española, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- **La Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre**, establece un mecanismo de uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.
- **Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad** y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo. Esta norma introduce un mecanismo de mercado para facilitar el cumplimiento de los compromisos del Protocolo de Kyoto a nivel comunitario, que se inicia en 2005 y prevé estar totalmente operativo en 2008.

Esta Directiva fue modificada por la **Directiva 2004/101/CE**, en lo relativo a los mecanismos de proyectos del Protocolo. Dicha Directiva tiene por objeto vincular los mecanismos llamados «de proyectos» del Protocolo de Kyoto (la aplicación conjunta y el mecanismo para el desarrollo limpio) al régimen de comercio de derechos de emisiones de la Unión. Se trata de reconocer los créditos resultantes de los proyectos de ambos mecanismos de la misma manera que los derechos de emisión. Así, los titulares podrán utilizar estos dos mecanismos en el marco del régimen de comercio de derechos para cumplir sus obligaciones. El resultado será una reducción de los costes de cumplimiento del régimen de las instalaciones a él sometidas. Las estimaciones para el período 2008-2012 prevén una reducción del más de 20 % del coste anual de cumplimiento de todas las instalaciones de la Unión ampliada.

- **Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero**, forma parte del llamado “paquete verde” que la Unión Europea está llevando a cabo, desde el año 2007 para cumplir el compromiso 20-20-20, es decir, el triple objetivo para el año 2020 por el cual se debe conseguir que el 20% del consumo de energía final provenga de fuentes renovables, que se reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% respecto a las de 1990 y que se produzca una mejora de la eficiencia energética del 20% respecto al consumo tendencial.

La Directiva 2003/87/CE relativa al comercio de derechos de emisión fue transpuesta a través de la Ley 1/2005. Según establece la citada Directiva y, por tanto, la Ley 1/2005, el régimen de comercio de derechos de emisión, uno de los tres mecanismos flexibles que menciona el Protocolo de Kyoto⁴, se aplica a las emisiones de dióxido de carbono procedentes de las instalaciones ligadas a actividades como la generación de electricidad, el refino, la producción y transformación de metales férreos, cemento, cal, vidrio, cerámica, pasta de papel y papel y cartón, todo ello para instalaciones con potencia térmica nominal superior a 20 MW. Ambos extremos, tanto las actividades como los gases objeto de esta normativa, están contemplados en los anexos de la Ley. De esta forma, se

⁴ El Protocolo de Kyoto, acordado en 1997, tiene como objetivo que los países industrializados reduzcan sus emisiones un 8% por debajo del volumen de 1990, para lo cual el ejecutivo comunitario, que firmó el Protocolo en 2002, ha diseñado un plan de reducción gradual. Este tratado exige el respaldo de un mínimo de 55 países, cuyas emisiones constituyeran en 1990 el 55% de la polución global. Con la reciente adhesión de Rusia, el 18 de noviembre de 2004, que emite el 17,4% de dichos gases, queda superado el mínimo, ya que los 127 países que lo han aprobado suman un 44,2% de la emisión global. El Protocolo de Kyoto entró en vigor el 16 de febrero de 2005.



trata de participar en el cumplimiento del compromiso nacional adquirido en relación con el Protocolo de Kyoto, según el cual en el periodo 2008 – 2012 España tiene que limitar el crecimiento de sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 15% respecto a los niveles de emisiones del año base.

Mediante el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012, modificado después por el Real Decreto 1030/2007, de 20 de julio y éste último, a su vez, por el Real Decreto 1402/2007, de 29 de octubre. La evolución de las emisiones, situadas en 2004 en un 47,9% por encima de las del año base, y las previsiones oficiales que estiman un crecimiento por encima del 50% para el periodo 2008-2012, han llevado a limitar las emisiones en un 37%, en promedio anual para dicho periodo, completándose el objetivo del 15% (autorizado por el Protocolo de Kyoto), con un 2% previsto en sumideros, y hasta un 20% mediante mecanismos de flexibilidad.

Por otra parte, en relación también con la reducción de los impactos que tienen las actividades energéticas sobre el medio ambiente, es importante poner en práctica medidas de ahorro y eficiencia energética, como medio para intentar lograr un desarrollo energético sostenible. Se considera que en la faceta del consumo existe un amplio campo, siendo posible la utilización de medidas como pueden ser la profundización en los procesos de liberalización –para hacer llegar al consumidor la señal de precio-, el establecimiento de mecanismos que aseguren que estos precios reflejan los costes reales y la promoción del ahorro energético (entre otros, mediante el Plan de Acción 2008-2012 de la E4).

En los apartados siguientes se analiza la evolución de las emisiones de contaminantes atmosféricos debidas a los diferentes sectores, y en particular al sector energético, el impacto de la industria eléctrica en el medio ambiente y el impacto medioambiental de la construcción de redes.

9.1 La emisión de contaminantes en los sectores energéticos.

Mediante la clasificación de las emisiones contaminantes atmosféricas por sectores, es posible observar qué actividades son las que principalmente participan en la generación de determinados contaminantes, en particular, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y dióxido de carbono.

En lo que se refiere a la emisión de NO_x, es el transporte el sector principalmente contaminante. Este lugar lo ocupan las actividades de transformación de la energía (centrales térmicas y refinerías) en el caso del SO₂. En cuanto a las emisiones de CO₂, la mayor proporción de éstas también proceden de los sectores de transformación de la energía, siguiéndole en importancia las emisiones procedentes del transporte, en una proporción similar.

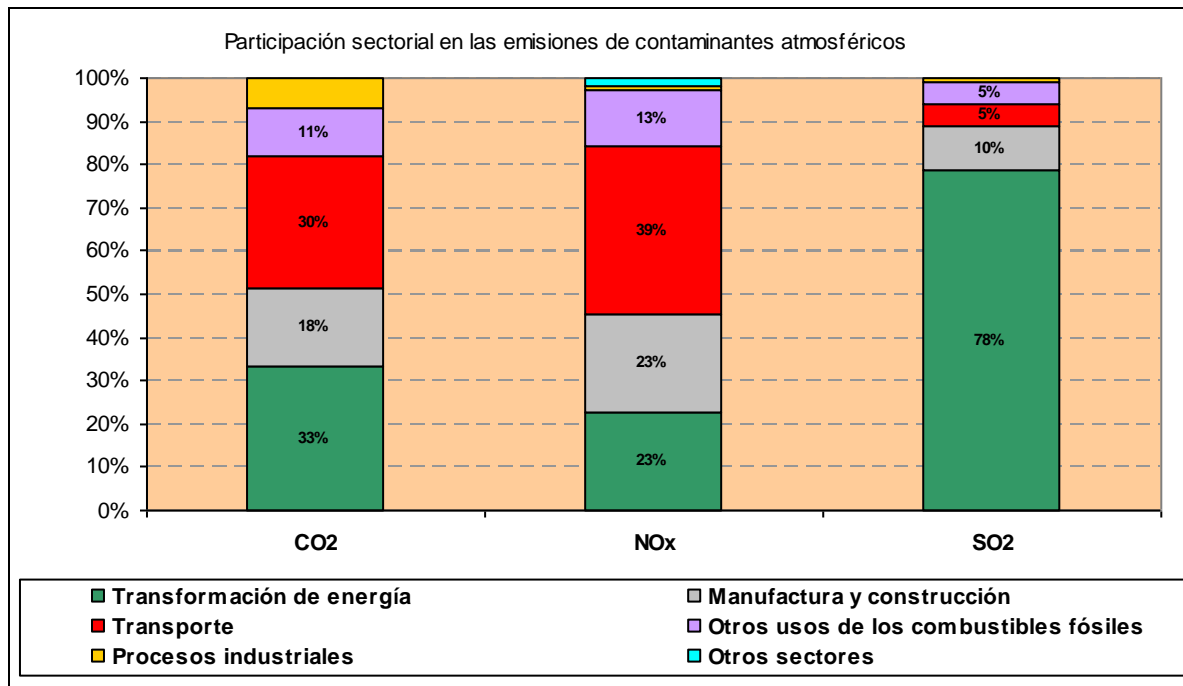


Figura 9.1.1. Emisión de contaminantes atmosféricos en España en 2007. Fuente: EEA y elaboración propia.

A continuación, se muestra la evolución que ha experimentado la emisión de contaminantes atmosféricos de CO₂, NO_x y SO₂ a nivel nacional durante el periodo 1990 – 2007, en la que se puede observar el aumento progresivo de las emisiones absolutas de CO₂, en contraste con la disminución continuada de las emisiones de dióxido de azufre hasta el año 2007. Las emisiones de óxidos de nitrógeno se han mantenido prácticamente constantes desde 1990, experimentando las mayores subidas porcentuales en el sector de manufacturas y construcción, aunque en ningún caso se trata de variaciones significativas, y resultando llamativa la variable evolución de sucesivos incrementos y decrementos de estas emisiones en el sector de la electricidad.

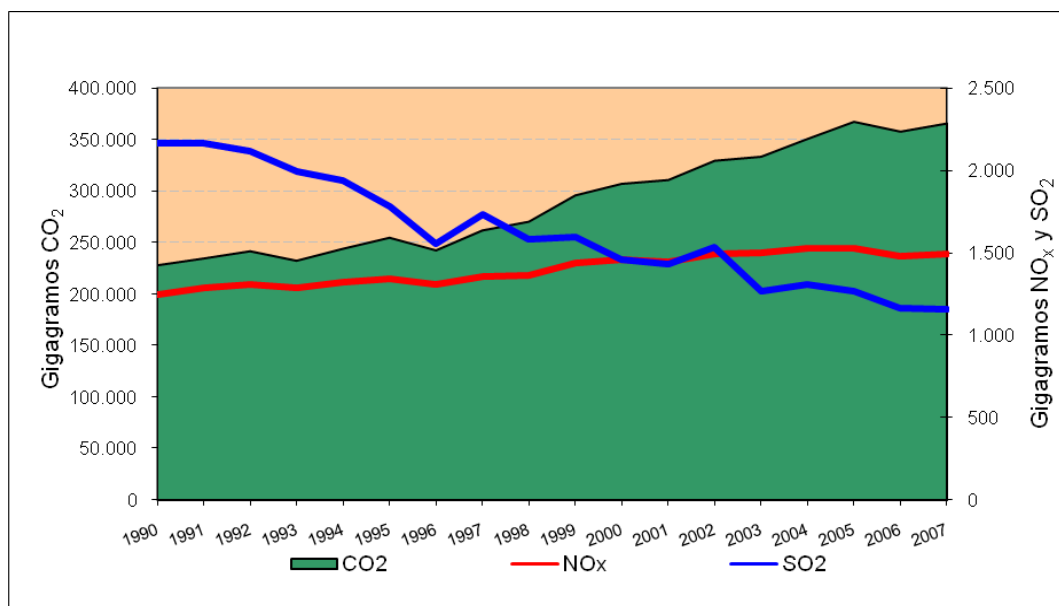


Figura 9.1.2. Evolución de las emisiones de contaminantes atmosféricos en España. Fuente: EEA y elaboración propia.

El Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero⁵ clasifica las emisiones de estos gases por sectores, según el criterio común para la Unión Europea, desde las producidas en el año 1990. La siguiente figura muestra las emisiones y la participación de las mismas en el total para los años 1990 y 2007, último ejercicio para el que se dispone de datos.

Sectores	Emisiones de CO ₂		Participación en el total	
	1990	2007	1990	2007
Electricidad	64.341	107.365	28%	29%
Refino	10.906	12.850	5%	4%
Tratamiento de combustibles	2.110	1.923	1%	1%
Hierro y acero	8.473	7.056	4%	2%
Metales no ferrosos	1.432	2.981	1%	1%
Industria química	5.658	8.987	2%	2%
Pasta, papel e imprentas	3.211	5.719	1%	2%
Procesado de alimentos	3.373	6.471	1%	2%
Otros (industriales)	24.050	36.329	11%	10%
Aviación	4.130	7.582	2%	2%
Carretera	50.442	97.848	22%	27%
Tren	414	289	0%	0%
Navegación	1.500	3.260	1%	1%
Otros (transportes)	20	162	0%	0%
Comercial e institucional	3.746	8.230	2%	2%
Residencial	12.979	18.435	6%	5%
Agricultura/Silvicultura	8.556	10.082	4%	3%
Emisiones fugitivas de combustibles	1.778	2.576	1%	1%
Procesos industriales	20.003	26.994	9%	7%
Disolventes	1.022	1.210	0%	0%
Residuos	303	17	0%	0%
	228.447	366.366		

Figura 9.1.3. Emisiones y participación de los distintos sectores en 1990 y 2007. Fuente: European Environment Agency (Greenhouse Gas Inventories) y CNE.

Las emisiones de CO₂ de los sectores dedicados a la transformación de la energía (actividades de refino, de generación de electricidad y de tratamiento de combustibles) supusieron en 2007 en España algo más del 33% del total de emisiones de este gas, suponiendo las de refino un 4%, y un 29% las de generación de electricidad. El porcentaje correspondiente a dicha actividad de generación varía anualmente en función de la hidraulicidad, ya que las emisiones de CO₂, al estar relacionadas con el consumo de combustibles fósiles, se encuentran muy afectadas por este componente. Algunos de los sectores de actividad cuyas emisiones de CO₂ han tenido un peor comportamiento, medido como incremento de las emisiones del año 2007 con respecto a las de 1990, son los de los metales no ferrosos y el sector comercial e institucional y una parte del transporte además del de la navegación, con incrementos superiores al 100%, así como el transporte por carretera y el sector industrial de procesado de alimentos que tienen incrementos superiores al 80%, y el transporte mediante aviación así como el sector industrial de pasta, papel e imprentas cuyo incremento en cuanto a emisiones de CO₂ en dicho periodo ha superado el 70%.

⁵ Dióxido de carbono (CO₂), hidrofluorocarbonos (HFCs), metano (CH₄), perfluorocarbonos (PFCs), óxido de nitrógeno (N₂O), hexafluoruro de azufre (SF₆).

9.2 El impacto de la industria eléctrica en el medioambiente

9.2.1 Emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de las centrales termoeléctricas.

Los contaminantes atmosféricos procedentes del sector eléctrico son, fundamentalmente, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y dióxido de carbono.

La figura 9.2.1 muestra la evolución de las emisiones producidas por las instalaciones de generación en régimen ordinario peninsulares, es decir, centrales térmicas convencionales (de carbón nacional importado y de fuel-gas) y centrales de ciclo combinado, durante el periodo 1990 – 2013. Las emisiones correspondientes a los años 2009 – 2013 resultan de la previsión de la estimación de producción realizada por el Operador del Sistema (escenario central de demanda) para ese periodo, considerando además las emisiones específicas para 2008 de las distintas tecnologías. Este gráfico muestra tanto las emisiones de centrales térmicas convencionales (proporcionadas por el CIEMAT y el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino) como las emisiones procedentes de centrales de ciclo combinado con gas natural. Éstas últimas resultan de la producción prevista durante el periodo 2009 – 2013 por esta tecnología, teniendo en cuenta la senda probable de incorporación de ciclos. Las emisiones específicas utilizadas para el cálculo de las emisiones absolutas de la tecnología de ciclo combinado con gas natural, han sido tomadas de la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

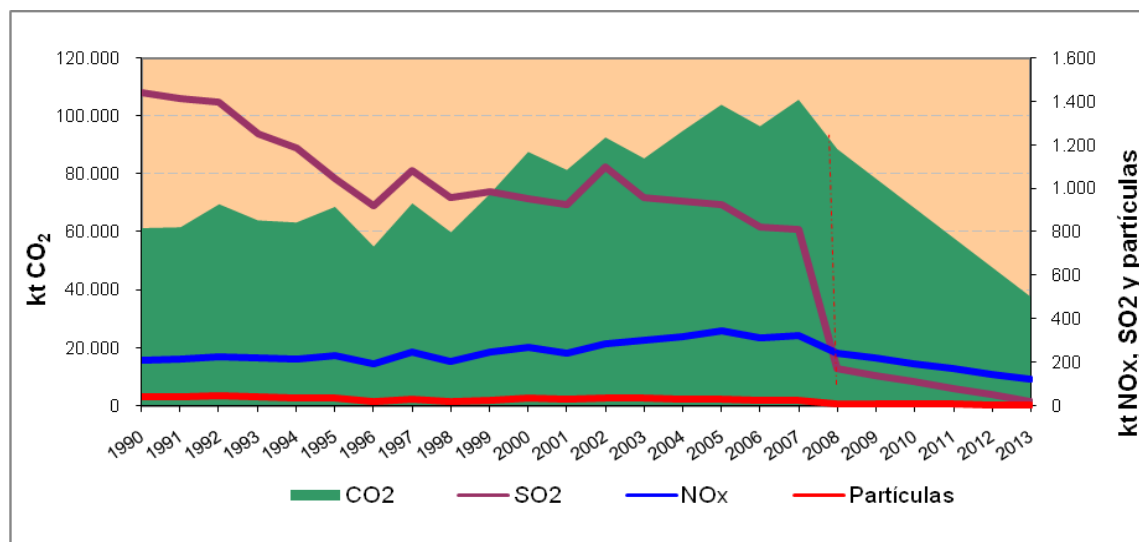


Figura 9.2.1. Evolución de las emisiones de las instalaciones de generación en régimen ordinario. Fuente: CIEMAT, CNE y Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

Es importante mencionar los cambios en el modo de proceder de las fuentes de datos para el año 2008, de forma que el CIEMAT matiza que sus tablas se han elaborado con los datos de emisiones a la atmósfera producidas en 2008 por las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC), pero que, sin embargo, las GIC del sector eléctrico con fecha de puesta en marcha posterior al año 2000, es decir, todos los ciclos combinados de nueva planta, no han sido considerados puesto que no cuenta con los datos, al igual que las GIC del sector del refino. Además, en este nuevo proceder por parte del CIEMAT, aportará datos respecto a emisiones de SO₂, NO_x y Partículas. Sin embargo, los datos de emisiones de CO₂ proceden, a partir de 2008, del Ministerio de Medio Ambiente y Medio

Rural y Marino. Para el presente Informe Marco se han utilizado datos de CO₂ según nota emitida por la Secretaría de Estado de Cambio Climático de dicho Ministerio, que se corresponden con los existentes en el Registro el 30 de abril de 2009, y con el objetivo de dar cumplimiento al Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión, por lo que la clasificación utilizada en la presentación de los resultados no es homóloga a la utilizada por el CIEMAT, de forma que la acumulación de datos para el año 2008, así como su correspondencia con los mismos respecto a años anteriores es relativa.

Se observa como las emisiones de SO₂ procedentes de las instalaciones de generación en régimen ordinario peninsulares se han reducido bruscamente, como consecuencia de la entrada en vigor de la segunda fase de la Directiva 2001/80/CE, la entrada en funcionamiento de determinados equipos de desulfuración y la mayor utilización de combustibles con menor contenido en azufre, es decir, la sustitución de carbón autóctono por carbón de importación o por gas natural, especialmente el cambio ya previsto de combustible de las centrales de Puentes y Meirama, que pasan de consumir lignito pardo a consumir carbón de importación.

En cuanto a las emisiones de NO_x, experimentan una ligera reducción aún a pesar de la importante participación de la producción de centrales de ciclo combinado con gas natural, instalaciones que producen unas emisiones específicas de NO_x similares a las de las centrales de fuel, siendo, sin embargo, sus emisiones específicas de otros contaminantes atmosféricos (SO₂, CO₂, partículas) significativamente inferiores a los de las centrales térmicas convencionales.

Es necesario considerar que las emisiones de SO₂, NO_x y CO₂ de la generación eléctrica están también directamente relacionadas con la producción hidroeléctrica.

En cuanto a las emisiones de cada una de las tecnologías térmicas convencionales, cabe destacar que las instalaciones que emiten más dióxido de azufre son las que consumen lignito negro, mientras que la mayor parte de los tres contaminantes restantes, procede de las centrales que utilizan como combustibles hulla y antracita. Este reparto se observa en la figura 9.2.2, que muestra la participación de las instalaciones de generación en régimen ordinario en la emisión de contaminantes atmosféricos en el año 2008.

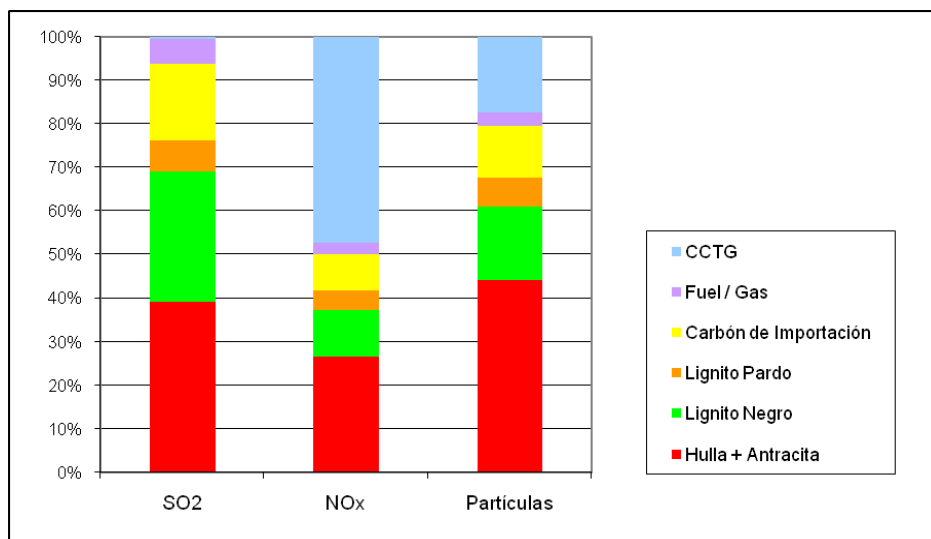


Figura 9.2.2. Participación de las instalaciones de generación en régimen ordinario en la emisión de contaminantes atmosféricos en el año 2008. Fuente: CIEMAT y CNE.

Por otra parte, tal y como se ha expuesto anteriormente, las fuentes de datos han variado para el año 2008, en el caso de las emisiones de CO₂ la diferente agrupación presentada por el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino se muestra en la figura 9.2.3.

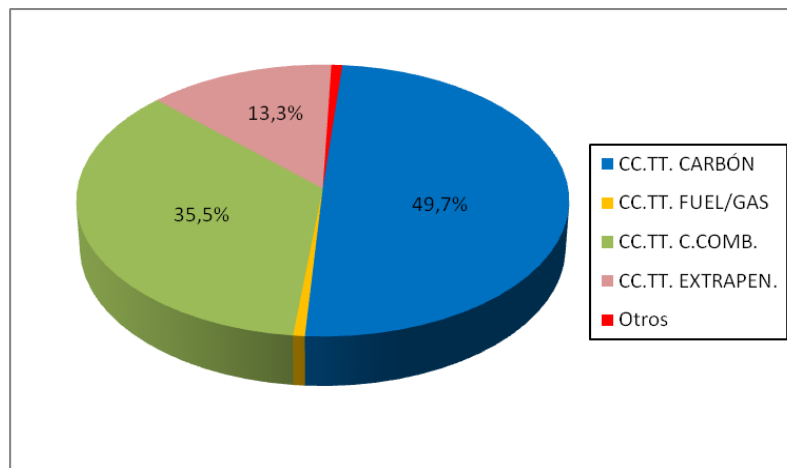


Figura 9.2.3. Emisiones de CO₂ en instalaciones de régimen ordinario en el año 2008. Fuente: CNE y Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

En los cuadros siguientes se muestran las emisiones absolutas y específicas en 2008 procedentes de las centrales térmicas. Para el año 2008 se han incluido datos de SO₂, NO_x y partículas que regularmente remite el CIEMAT, así como las emisiones calculadas por la CNE en el caso de los ciclos combinados.

Emisiones año 2008	SO ₂		NO _x		Partículas	
	g/kWh	Kt	g/kWh	Kt	g/kWh	Kt
CC.TT. Hulla + Antracita	2,9	68	2,8	65	0,2	5
CC.TT. Lignito Negro	8,3	51	4,2	26	0,3	2
CC.TT. Lignito Pardo	1,5	12	1,3	11	0,1	1
CC.TT. Carbón Importación	2,6	30	1,7	20	0,1	1
CC.TT. Fuel / Gas	1,7	10	1,0	6	0,1	0
CCTG	0,007	1	1,2	115	0,02	2
Total CC.TT.	1,2	172	1,6	242	0,1	11

Figura 9.2.4. Emisiones procedentes de las grandes instalaciones de generación en régimen ordinario durante el año 2008. Fuente: CIEMAT y CNE.

En cuanto a las emisiones de CO₂, según los datos aportados por la Secretaría de Estado de Cambio Climático del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, se presentan en la figura 9.2.5.

Emisiones año 2008	CO ₂	
	g/kWh	Mt
CC.TT. Carbón	952	44
CC.TT. Fuel/Gas	265	1
CC.TT. C.Combinado	345	32
CC.TT. Extrapeninsulares	743	12
Total CC.TT.	565	88

Figura 9.2.5. Emisiones de CO₂ en instalaciones de régimen ordinario en el año 2008. Fuente: CNE y Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

En la figura 9.2.6, aparecen las emisiones previstas en las centrales de ciclo combinado con consumo de gas natural, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

Emisiones previstas en las CCGT consumiendo Gas Natural	
NO _x	1,2 g/kWh
SO ₂	0,007 g/kWh
CO ₂	350 g/kWh
Partículas	0,02 g/kWh

Figura 9.2.6. Emisiones de NO_x y CO₂ unitarias previstas en las centrales de ciclo combinado. Fuente: CNE y "Energy and the environment: policy overview", 1989, AIE

A continuación, se realiza una estimación de las emisiones contaminantes (SO₂, NO_x, CO₂ y partículas) procedentes del sector eléctrico a partir de la previsión de la demanda que realiza el Operador del Sistema durante el periodo 2009 – 2013.

- A) Escenario central de demanda, año hidráulico medio con entrada de grupos de ciclo combinado previsto por el gestor técnico del sistema eléctrico en su documento "Previsión de cobertura de la demanda 2009 – 2013" (potencia instalada prevista en escenario extremo de demanda, invierno seco, para ciclos combinados de 24.500 MW en el año 2013).

Emisiones año 2013	GWh b.a. año 2013	SO ₂		NO _x		CO ₂		Partículas	
		g/kWh	Kt	g/kWh	Kt	g/kWh	Mt	g/kWh	Kt
Hidráulica	31.930	0	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear	58.600	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón nacional: hulla + antracita	17.782	2,9	52	2,8	50	929	17	0,2	4
Carbón nacional: lignito negro	4.676	8,3	39	4,2	20	949	4	0,3	1
Carbón de importación	12.542	2,6	32	1,7	22	892	11	0,1	1
Fuel y fuel-gas	3.660	1,7	6	1,0	4	637	2	0,1	0
Ciclos Combinados	56.190	0,007	0	1,2	67	350	20	0,02	1
Total	185.380	0,7	130	0,9	162	292	54	0,04	8

Figura 9.2.7. Estimación de emisiones en 2013 con previsión de incorporación de ciclos del Operador del Sistema. Fuente: REE y CNE.

Este escenario supondría una reducción aproximada en el año 2013, respecto a los valores registrados en 2008, del 25% de emisiones de SO₂, del 33% en emisiones de NO_x y del 38% de las emisiones de CO₂. La reducción de emisiones de partículas respecto a las registradas en el año 2008 estaría en torno al 28%.

- B) Escenario más probable de incorporación de grupos de ciclo combinado (71 ciclos de 400 MW en el año 2013, es decir, 28.400 MW), supuesto que estos ciclos desplazan por precio a centrales clásicas consumidoras de carbón y fuel.

Emisiones año 2013	GWh b.a. año 2013	SO ₂		NO _x		CO ₂		Partículas	
		g/kWh	Kt	g/kWh	Kt	g/kWh	Mt	g/kWh	Kt
Hidráulica	31.930	0	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear	58.600	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón nacional: hulla + antracita	3.002	2,9	9	2,8	8	929	3	0,2	1
Carbón nacional: lignito negro	789	8,3	7	4,2	3	949	1	0,3	0
Carbón de importación	2.117	2,6	5	1,7	4	892	2	0,1	0
Fuel y fuel-gas	618	1,7	1	1,0	1	637	0	0,1	0
Ciclos Combinados	88.324	0,007	1	1,2	106	350	31	0,02	2
Total	185.380	0,1	22	0,7	122	198	37	0,02	3

Figura 9.2.8. Estimación de emisiones en 2013 con la incorporación de ciclos más probable. Fuente: REE y CNE.

Con este escenario, se obtiene una reducción superior de emisiones de todos los contaminantes, siendo concretamente la reducción de CO₂ del 58% con respecto a los valores registrados en el año 2008. Cabe mencionar, además, que la consideración de la entrada en funcionamiento de un mayor número de ciclos combinados en este escenario da como resultado una fuerte disminución de las emisiones de SO₂, del orden de un 87% respecto a las existentes en 2008.

9.2.2 Residuos procedentes de las centrales nucleares.

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

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

Los elementos combustibles irradiados almacenados temporalmente en las centrales nucleares españolas a finales del año 2008, suman un total de 11.401 elementos. El porcentaje de ocupación total casi alcanza el 72%. La figura 9.2.9 muestra la evolución de la capacidad libre para el almacenamiento de elementos en las centrales nucleares españolas.

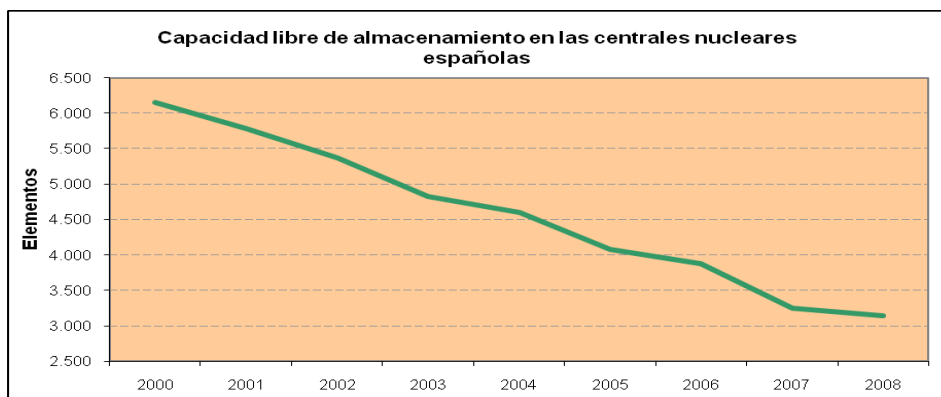


Figura 9.2.9. Evolución de la capacidad de almacenamiento. Fuente: Consejo de Seguridad Nuclear. Informes al Congreso de los Diputados y al Senado.

9.2.3 Fomento del régimen especial.

La Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, hace compatible la liberalización del sistema eléctrico con el objetivo de garantizar el suministro con una calidad adecuada y al menor precio posible, minimizando el impacto ambiental. Para ello, promueve la producción en régimen especial, basada en las tecnologías de generación que utilizan las energías renovables, los residuos y la cogeneración.

En la figura 9.2.10 se muestra la evolución de la potencia instalada peninsular en régimen especial real hasta el año 2008, las previsiones hasta el año 2013 y los objetivos propuestos en el Documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, de fecha mayo de 2008.

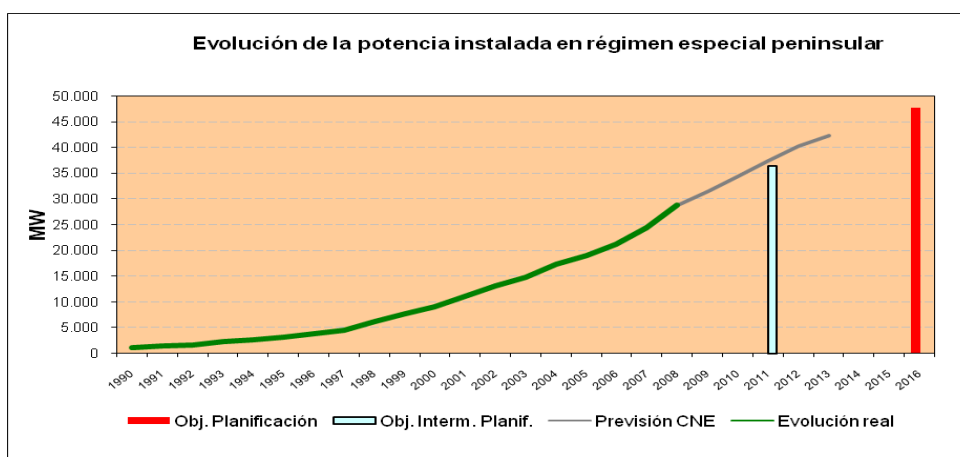


Figura 9.2.10. Evolución de la potencia instalada peninsular en régimen especial. Fuente: Documento de Planificación y CNE.



En este sentido, cabe destacar el importante papel que determinadas tecnologías tienden a representar en la potencia instalada en régimen especial. Se espera un significativo crecimiento de potencia eólica, solar fotovoltaica y muy especialmente en tecnología solar termoeléctrica a lo largo del periodo considerado, que superará con creces el objetivo propuesto por el *Plan de Energías Renovables en España 2005 – 2010*. Es también digno de mención el crecimiento previsto de instalaciones de biomasa y biogás.

Por otra parte, en las Directivas 2001/77/CE y 2004/8/CE, se insta a los Estados Miembros a establecer un sistema que garantice el origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable y con cogeneración. La Directiva 2001/77/CE estableció como objetivo indicativo la consecución de un porcentaje de energías renovables sobre el consumo de energía primaria de un 12% en 2010 para el conjunto de la Unión Europea. Asimismo, la Directiva 2004/8/CE estableció como objetivo, también indicativo, el conseguir que la participación de la cogeneración fuera del 18%. Cabe apuntar que la primera de ellas ha sido recientemente modificada por la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril, sobre fomento del uso de la energía procedente de fuentes renovables. Esta Directiva establece objetivos globales nacionales obligatorios para cada Estado Miembro. Estos objetivos son coherentes con un objetivo de un 20 % como mínimo de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea para 2020. En concreto, el objetivo fijado para España es alcanzar un 20% de participación de las energías renovables sobre su consumo final bruto en 2020.

En cuanto al transporte, la Directiva 2009/28/CE establece que la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el sector del transporte debe alcanzar al menos el 10% del consumo final de energía en este sector en 2020.

Mediante la Orden ITC 1522/2007, de 24 de mayo, se establece la regulación de la garantía de origen de la electricidad procedente de energías renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Asimismo, en dichas Directivas se establece la evaluación del marco legislativo y reglamentario vigente respecto a los procedimientos de autorización aplicables a las centrales de producción de electricidad, a partir de fuentes de energías renovables y cogeneración, con el objeto de reducir los obstáculos reglamentarios, racionalizar y agilizar los procedimientos a nivel administrativo y asegurarse de que las normas sean objetivas, transparentes y no discriminatorias, y tengan debidamente en cuenta las particularidades de las diferentes tecnologías que utilizan fuentes de energía renovables. Por último, se hace referencia también a cuestiones relativas a la red eléctrica, de manera que los Estados Miembros adoptarán las medidas necesarias para que los operadores de la misma garanticen el transporte y distribución de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración, pudiendo además, establecer un acceso prioritario. Estas provisiones se han incorporado en los mencionados Reales Decretos 661/2007 y 616/2007.

9.2.4 Fomento de la eficiencia energética.

Una alternativa adicional para reducir el impacto ambiental de la generación de energía eléctrica es fomentar las tecnologías de generación más eficientes, como son la



cogeneración y los ciclos combinados. En este sentido, la Ley 54/1997 liberaliza la generación de electricidad y promueve la cogeneración dentro del régimen especial.

Asimismo, se fomenta la eficiencia energética promoviendo la disminución de las pérdidas de energía en las líneas de transporte y de distribución. Para ello, el Real Decreto 1995/2000 establece, en su Disposición Transitoria Cuarta, que el operador del sistema ha de calcular y publicar la asignación de las pérdidas de transporte entre los usuarios de las redes, esto es, generadores y consumidores. Con ello, los nuevos agentes podrían situarse en la red de transporte en una buena ubicación a efectos de reducir sus pérdidas de energía. Por ello, nuestra regulación, al promocionar la generación distribuida, fomenta la reducción de pérdidas de energía en la red de distribución.

En junio de 2005 la Comisión Europea publicó el *“Libro Verde sobre la eficiencia energética: como hacer más con menos”*, mediante el que se pretende fomentar un esfuerzo internacional y a todos los niveles de la sociedad para combatir el cambio climático a través de la eficiencia energética. Dicho Libro Verde pretende detectar las barreras que impiden la incorporación de medidas de eficiencia y, tras su identificación, sería posible superar las barreras a través de actuaciones clave. Para ello, propone una serie de actuaciones y plantea 25 cuestiones para el debate público. Fruto del Libro Verde de 2005, fue publicado el Plan de Acción (2006) de Eficiencia Energética, que incluye un conjunto de medidas orientadas a alcanzar un ahorro en el consumo de energía primaria anual en la Unión Europea del 20% en 2020. Algunas de estas actuaciones son:

- Establecer planes de acción anuales de eficiencia energética a nivel nacional.
- Mejorar la información destinada a los ciudadanos.
- Garantizar que la fiscalidad se ajuste al principio de “quien contamina paga”
- Mejora de la orientación de las ayudas públicas.
- Utilizar nuevos o mejores instrumentos de financiación, que fomenten la introducción de mejoras.

Asimismo, en el paquete de medidas sobre energía y cambio climático de la Comisión de la Unión Europea, presentado el pasado 10 de enero de 2007, y aprobado en el Consejo de Primavera, se pretende reducir las emisiones de efecto invernadero en al menos un 20% de aquí a 2020 y se amplían las medidas del *Plan de Acción (2006)*. Ello supondría un ahorro de 390 millones de toneladas de petróleo equivalentes y una reducción de emisiones de CO₂ de 780 millones de toneladas. Se estima que el potencial de ahorro de energía en el sector del transporte asciende al 26%. Los edificios y el transporte son elementos clave en dicho plan. Se proponen ahora normas más rigurosas, el fomento de los servicios energéticos y mecanismos específicos de financiación para apoyar productos más eficientes.

En España, el documento *“Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4)⁶”*, se plantea un objetivo de ahorro global de energía primaria de casi 10.000 ktep al año, lo que supone una reducción del consumo del 9% en 2012, respecto al escenario base o de referencia. Los ahorros anuales previstos se cuantifican en el sector del transporte en 4.800 ktep y en el de la edificación en 1.700 ktep. Otros objetivos

⁶ Orden ECO/3888/2003, de 18 de diciembre, por la que se dispone la publicación del Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de noviembre de 2003, por el que se aprueba el Documento de Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012.



indirectos de la E4 son el incremento de la competitividad y mejora del empleo, la mejora del autoabastecimiento energético (hasta llegar al 27%) y la reducción de las emisiones, que se cuantifican a partir de 2012 en 42 Mt de CO₂ anuales. Actualmente la Estrategia se instrumenta mediante el Plan de Acción 2008-2012.

Cabe destacar, que la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2009, determina una cuantía con cargo a la tarifa eléctrica para la financiación del mencionado Plan de Acción que no debe ser superior a 308.900 miles de euros.

Desde el punto de vista regulatorio, la mejor gestión de la demanda es la que lleva la señal de precio al consumidor. En España, desde el 1 de julio de 2008 se han suprimido las tarifas integrales para los suministros en alta tensión. El 1 de julio de 2009 se suprimen el resto de tarifas, permaneciendo tan sólo las denominadas *tarifas de último recurso* (TUR), siendo únicamente de aplicación a consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, que contraten el suministro con un comercializador de último recurso.

Por otra parte, en el sector de la edificación, el principal instrumento de la regulación nacional consiste en la adopción de las medidas normativas previstas en la Directiva sobre eficiencia energética de edificios (Directiva 2002/91/CE), cuya transposición se completó mediante tres Reales Decretos:

- El Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE), que fija los requisitos mínimos de demanda térmica de los edificios, iluminación interior y energía solar.
- El Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción.
- El Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE), para actualizar los requisitos mínimos que deben cumplir las instalaciones de calefacción, climatización y producción de agua caliente sanitaria.

9.3 Impacto y consideraciones medioambientales en la construcción de redes

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

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

Respecto a la obligatoriedad de someterse al trámite de Evaluación de Impacto



Ambiental, la normativa anteriormente mencionada establece que “*los proyectos de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la legislación aplicable en esta materia*”. La legislación a la que alude el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, es el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, sobre evaluación de impacto ambiental de proyectos y la Ley 6/2001, de 8 de mayo (trasposición de la Directiva 97/11/CEE). Cabe señalar que ésta última normativa ha sido derogada por el Real Decreto Legislativo 1/2008.



10	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	291
10.1	Sobre la cobertura de la demanda de gas natural.....	291
10.2	Sobre la cobertura de la demanda de electricidad	295



10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La existencia de unas infraestructuras suficientes, ajustadas a los criterios establecidos en la normativa vigente, es un requisito imprescindible, tanto para garantizar la seguridad de suministro, como para asegurar la calidad del mismo y para permitir un funcionamiento del mercado en competencia efectiva, lo cual justifica la necesidad de realizar un seguimiento del desarrollo de las mismas.

Asimismo, teniendo en cuenta la significativa proporción de uso del gas natural en la generación eléctrica y que, además, este combustible sirve de respaldo a la generación renovable no gestionable, se hace necesario un seguimiento continuo de ambos sistemas, gasista y eléctrico, desde el punto de vista de la seguridad de suministro.

Del análisis realizado acerca de la cobertura de la demanda de gas y electricidad en el presente informe, cabe extraer las siguientes conclusiones.

10.1 Sobre la cobertura de la demanda de gas natural

En síntesis, pueden destacarse los siguientes puntos:

1. El contexto económico actual, que arroja unas previsiones de contracción económica a nivel mundial a corto plazo y prevé una recuperación a partir de 2010, tiene una repercusión directa sobre el sector gasista, de modo que las estimaciones apuntan a una reducción de la demanda de gas y posterior recuperación de ésta, aunque de forma moderada, durante los años siguientes. Concretamente, en el escenario central se prevé que en 2009 el consumo registre un crecimiento negativo, de valor cercano al -11%, los dos años siguientes crecerá muy tímidamente (1% y 2,5% respectivamente) y al final del periodo, en 2012 y 2013, el incremento de la demanda se estabilizará en tasas próximas al 5% anual. De acuerdo con estas previsiones, será el sector convencional el que registre una mayor tasa de recuperación, mientras que el sector eléctrico perderá peso en la composición del consumo total de gas natural, llegando a representar, en 2013, un 35% de éste (en 2008 el sector eléctrico llegó a alcanzar el 42% del consumo total). No obstante, los consumos anuales que finalmente tengan lugar estarán fuertemente condicionados por la climatología, por la evolución de la economía, en particular de la actividad industrial de determinados sectores cuyos procesos productivos están basados en la demanda de gas natural y por la producción de energía eléctrica mediante energías renovables, así como por la coyuntura de precios, tanto de este combustible como de otras fuentes de energía, y por las posibles medidas para la utilización de fuentes de energía primaria autóctonas.

2. Por lo que respecta a la evolución esperada de la punta de demanda, ésta se sitúa, en el escenario central, en una tasa de crecimiento anual medio del 3,8%. Dicho crecimiento será debido, fundamentalmente, a la puesta en marcha de las nuevas centrales de ciclo combinado proyectadas en el horizonte temporal de este estudio, dado que se estima que la demanda convencional no vuelva a alcanzar su máximo histórico (registrado en el mes de enero de 2007) hasta el invierno 2012/2013. La estimación de los valores de demanda punta son esenciales para el Sistema, dado que determinan la necesidad de desarrollo de nuevas infraestructuras.
3. De acuerdo con la información proporcionada por los agentes sobre sus aprovisionamientos de gas con destino España, no se esperan problemas de cobertura de la demanda anual. En general, para todos los años del periodo 2009-2013, tanto en el escenario central como en el escenario superior, las previsiones de aprovisionamiento de los agentes serían suficientes para atender la demanda prevista. En cuanto a la diversificación, éstos procederán de, al menos, ocho países distintos. El principal país proveedor continuará siendo Argelia; con la entrada en funcionamiento del gasoducto Medgaz, prevista para antes de marzo de 2010, este país llegará a aprovisionar un 40% del mercado español, lejos del actual límite, del 50%, establecido reglamentariamente. Por otro lado, disminuye el peso del GNL respecto a la oferta total de gas natural, que pasa del 76% en 2009, al 64% en 2013.
4. En relación con la evolución de las capacidades de entrada al sistema, la capacidad de emisión de las plantas de regasificación experimentará un incremento notable en el periodo 2009-2013, de un 34%, respecto de la capacidad disponible en 2008. En el caso de la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, los nuevos tanques supondrán un aumento del 70%. A éstas se unirán el gasoducto Medgaz (principios de 2010), la ampliación de Larrrau (que a partir de 2010 permitirá el flujo en ambos sentidos y en 2013 verá incrementar su capacidad, tanto de entrada como de salida). Teniendo en cuenta estas nuevas infraestructuras, la situación de cobertura en nuestro sistema gasista sería la siguiente:
 - a. Considerando la capacidad nominal, esto es, sin tener en cuenta las restricciones en el transporte sino únicamente las capacidades de entrada al sistema, el grado de cobertura de la demanda punta estimada en el escenario central se sitúa por encima del 32% durante todo el periodo, llegando a alcanzar, en 2013, un valor del 47%. Esta holgura se reduce ligeramente en el escenario de punta superior aunque, incluso en este caso, el margen cubre holgadamente la demanda, situándose entre un 29% y un 42% durante todo el periodo.
 - b. Teniendo en cuenta la capacidad transportable del sistema, bajo las hipótesis de contratación de capacidad de entrada y demanda del Gestor Técnico del Sistema, se observa que el grado de cobertura de la demanda punta del escenario central se mantiene siempre por encima del 18%. En el escenario de punta superior, los grados de cobertura se ven ligeramente reducidos, si bien permanecen en todo momento por encima del 12%, valor que supera ampliamente al considerado en los criterios de planificación.

En consecuencia, no es previsible que se presenten problemas de cobertura en nuestro Sistema en el horizonte temporal comprendido entre los años 2009 y 2013.

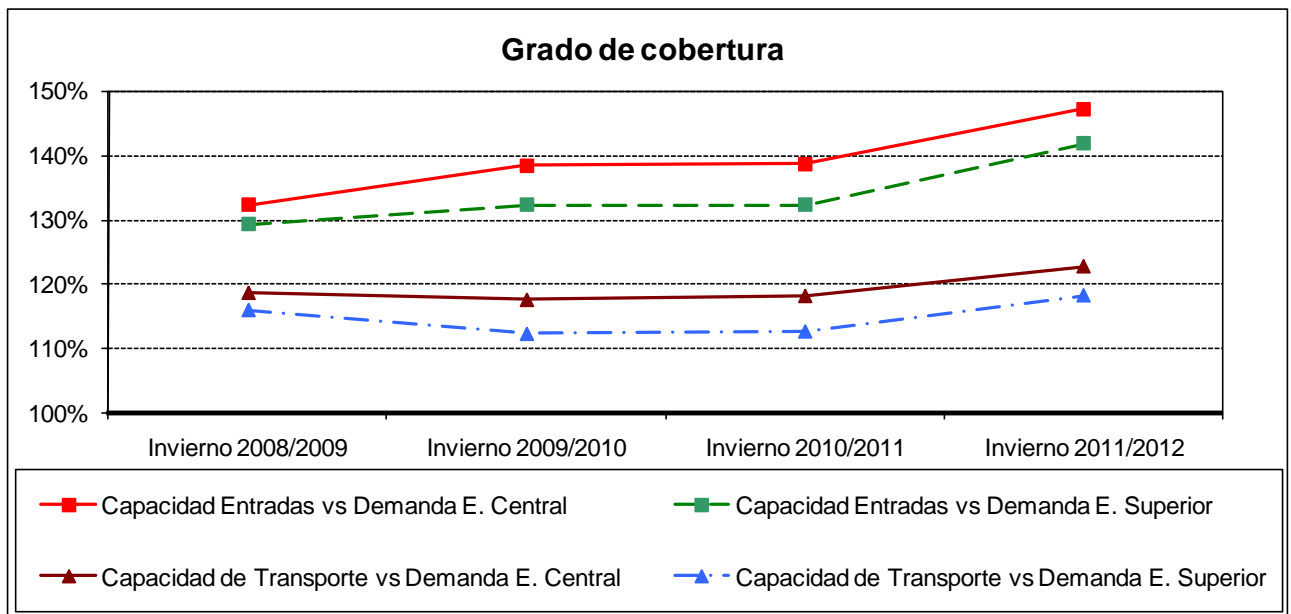


Figura 10.1.1 Grados de cobertura de la demanda en los escenarios central y superior en dos situaciones: teniendo en cuenta la totalidad de la capacidad nominal de entrada y considerando únicamente la capacidad disponible tras tener en cuenta las restricciones del sistema de transporte (capacidad transportable).

Fuente: CNE.

No obstante, es preciso tener en cuenta que las capacidades nominales de entrada al sistema dan lugar a unos coeficientes de cobertura notablemente superiores a los mínimos requeridos en la Planificación, si bien su capacidad real está limitada por la capacidad de transporte del sistema siendo, como ya se ha dicho, la cobertura superior al 10% en cualquiera de los escenarios.

Por tanto, es necesario coordinar y acompasar el desarrollo de las infraestructuras de entrada al sistema, con el desarrollo de las infraestructuras de transporte, dentro de los criterios establecidos en la Planificación. Actualmente se está dotando al sistema de una capacidad de entrada excedentaria, en ocasiones sin utilidad efectiva, al no verse respaldada por una capacidad de transporte suficiente. Parece innecesario poner en marcha solamente capacidad de entrada al sistema cuando resulte imposible utilizar ésta.

5. En cualquier caso, es preciso destacar la necesidad de disponer de los refuerzos de ciertas infraestructuras en plazo, lo cual requiere un esfuerzo, tanto de los operadores como de la Administración, para agilizar y acelerar los periodos de tramitación de autorizaciones y construcción de éstas. Entre los proyectos más urgentes cabe destacar los siguientes:
 - a. La adecuación de antiguos yacimientos como almacenamientos subterráneos y la puesta en operación de nuevos proyectos necesarios, tanto por la capacidad adicional de almacenamiento que aportan, como por el refuerzo de la seguridad de suministro que suponen ante el fallo de alguno de los puntos de entrada al sistema.

- b. El refuerzo del nudo Tivissa, que consta de las duplicaciones de los gasoductos Tivissa – Castelnou, Paterna – Tivissa y Barcelona – Arbós y triplicación del gasoducto Tivissa- Arbós, que contribuirán a eliminar las restricciones de salida de la planta de Barcelona.
- c. El refuerzo del Eje Central, que consta de los gasoductos Zarza de Tajo – Yela, Yela - Villar de Arnedo y de la estación de compresión de Villar de Arnedo, así como del propio almacenamiento de Yela y de la conexión de éste por gasoducto hasta Algete, que permitirán comunicar el almacenamiento de Yela con el sistema y conectar las zonas gasista Centro y Valle del Ebro, incrementando de forma notable la capacidad de transporte de gas dirección sur – norte y disminuyendo, por tanto, las probabilidades de que se produzcan situaciones de congestión por falta de capacidad de transporte.

Estos dos últimos proyectos contribuirán a mejorar las condiciones de conexión de nuestro Sistema con la red de transporte de Francia, eliminando, en un primer paso, la dependencia de un flujo mínimo de gas durante el periodo invernal a través de la interconexión de Larrau y, en un segundo paso, incrementando la capacidad de transporte en ambos sentidos.

- 6. En el periodo analizado se observa un significativo aumento del volumen de inversiones. Los mayores costes estimados de inversión corresponden a la actividad de transporte (gasoductos de transporte primario, secundario y estaciones de compresión), que serían responsables del 44% de las inversiones planificadas en el periodo 2009-2012. A continuación se situarían las plantas de regasificación con, aproximadamente, un 30% de éstas, mientras que los almacenamientos subterráneos supondrían más de la cuarta parte de la inversión planificada en dicho periodo. Dado que el contexto económico actual ha llevado a revisar las estimaciones de demanda de gas natural a la baja y no se prevé un crecimiento significativo de la misma durante los próximos años, esto podrá suponer un incremento de las tarifas de acceso, dentro del horizonte temporal analizado. Por lo tanto, se considera preciso acompasar la puesta en servicio de infraestructuras a la evolución de las necesidades del Sistema, conjugando convenientemente el doble objetivo de mantener una seguridad de suministro adecuada con el de la eficiencia económica del Sistema.
- 7. Como elemento esencial del proceso de planificación de la red, se considera necesario que se publique cada año el programa anual de instalaciones de transporte de gas natural, así como los criterios para poder incluir una instalación en dicho programa.

10.2 Sobre la cobertura de la demanda de electricidad

En resumen, pueden destacarse los siguientes puntos:

1. En los últimos años, el crecimiento de la demanda eléctrica se ha moderado con respecto a los años anteriores¹. En 2008, como consecuencia de la ralentización de la actividad económica, la demanda eléctrica se ha incrementado apenas un 0,9%, en contraste con el 5% de media anual de crecimiento del consumo eléctrico en la última década. La demanda prevista para 2009 podrá registrar, de acuerdo con los escenarios superior y central del operador del sistema, un crecimiento negativo (-2,7% ó -3,6%, respectivamente); mientras que para el periodo 2010-2013 el crecimiento medio interanual esperado es del 1,7% y del 2,3% para esos mismos escenarios.

La punta de demanda horaria de potencia crece a un ritmo superior a la demanda anual, tanto la punta de invierno, como la de verano. Además, el crecimiento de las puntas de verano es ligeramente superior al invernal; este último se ha situado en los últimos años (2002-2008) alrededor del 3,5%, mientras que en el caso estival el incremento real, ha sido cercano al 3,7% en el mismo periodo. En 2008 la punta de verano se ha incrementado un 2,9% mientras que la de invierno se ha mantenido un 1% por debajo de la del invierno anterior. En el periodo 2009-2013 el crecimiento medio estimado de las puntas está entre 1,7 y 2,9%, según escenario y estación.

2. La nueva potencia de generación prevista en el Sistema Peninsular corresponde, en el régimen ordinario, casi exclusivamente a las nuevas centrales de ciclo combinado de gas natural, alcanzando en el 2013 alrededor del 40% de la potencia instalada en el régimen ordinario peninsular. No se prevén aumentos de potencia en las centrales de carbón o de fuel/gas. Sin embargo, cabe señalar la existencia de importantes retrasos e incluso cancelaciones en la ejecución de los proyectos de ciclos combinados que estaban previstos el año anterior, según la información facilitada por los promotores para la ejecución del informe marco en 2008 y 2009.

Los incrementos de potencia más notables en el régimen especial se deberán a la energía eólica y solar, si bien se espera también un crecimiento de la biomasa y la cogeneración. Se estima que el régimen especial peninsular podría aportar en 2013 el 36% de la energía vertida a la red, frente al 25% del año 2008.

3. Para poder integrar la nueva capacidad prevista en generación de régimen especial, es necesario adaptar su normativa de acceso y conexión a la red, conciliando los dos principios contenidos en la Ley en relación al libre acceso de terceros y la consecución de los objetivos de planificación, tratando de reducir las posibles restricciones que se produzcan de forma que no sean permanentes sino coyunturales.

En este sentido, el 22 de abril de 2009, la CNE elaboró una propuesta de Real Decreto que fue remitida al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

¹ El crecimiento del consumo peninsular en 2007 respecto del año anterior, $\Delta C_{07/06}$, fue del 3%, crecimiento prácticamente igual al de 2006 (3,1%), mientras que en años anteriores fue muy superior a éste: $\Delta C_{05/04}$ =4,6%, $\Delta C_{04/03}$ =4,6%, $\Delta C_{03/02}$ =6,8%.

4. Respecto a la cobertura de la demanda eléctrica en el corto plazo, en el sistema peninsular, no se observan indicios de situaciones que pudieran afectar a la cobertura ni siquiera en el escenario de demanda extremo, suponiendo el equipo generador con la disponibilidad habitual y bajo hipótesis conservadoras. Las nuevas incorporaciones de potencia instalada, tanto en el régimen ordinario como en el régimen especial, permiten abastecer la demanda con un margen de seguridad adecuado. En todos los años del periodo, el índice de cobertura es superior a 1,1, por lo que, bajo las hipótesis asumidas, no resultaría necesaria la instalación de potencia adicional a la ya prevista en el estudio.

La tabla 10.2.1 muestra los índices de cobertura peninsular para dos escenarios de demanda, eficiente y extremo, y el escenario de oferta elaborado por esta Comisión con los datos aportados por los promotores considerando: hidraulicidad seca, incorporación de generación en régimen especial, incorporación de centrales de ciclo combinado, disponibilidades asociadas a cada tipo de generación, posibles restricciones de funcionamiento de los ciclos combinados de gas derivadas del sistema gasista, etc. Se aprecia que el índice de cobertura se sitúa todos los años por encima de 1,1, tanto en invierno como en verano, aunque resulta inferior el margen de cobertura en invierno. En consecuencia, bajo las consideraciones previamente efectuadas, no resultaría necesaria la instalación de potencia adicional a la ya prevista en el estudio.

Índice de cobertura - Verano	2010	2011	2012	2013	
Escenario demanda eficiente	1,32	1,34	1,33	1,32	
Escenario demanda extremo	1,27	1,28	1,27	1,25	
Índice de cobertura - Invierno	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014
Escenario demanda eficiente	1,24	1,26	1,26	1,25	1,25
Escenario demanda extremo	1,20 ²	1,20	1,20	1,18	1,19

Figura 10.2.1. Índices de cobertura resultantes para invierno y verano.

Fuente: promotores, CNE y REE.

En las figuras 10.2.2 y 10.2.3 se representa la evolución de la potencia eléctrica peninsular, necesaria para satisfacer las necesidades de demanda invernal y veraniega previstas, según dos escenarios de demanda, con un índice de cobertura de un 10%. Frente a las sendas de crecimiento de la potencia eléctrica demandada, se representa la potencia eléctrica peninsular según las comunicaciones de los promotores.

² En los últimos estudios de cobertura realizados por el operador del sistema para el próximo invierno, se contempla un valor de demanda punta extrema del sistema peninsular 500 MW superior a la prevista en mayo de 2009. De cumplirse esta última previsión, el índice de cobertura se reduciría a 1,19.

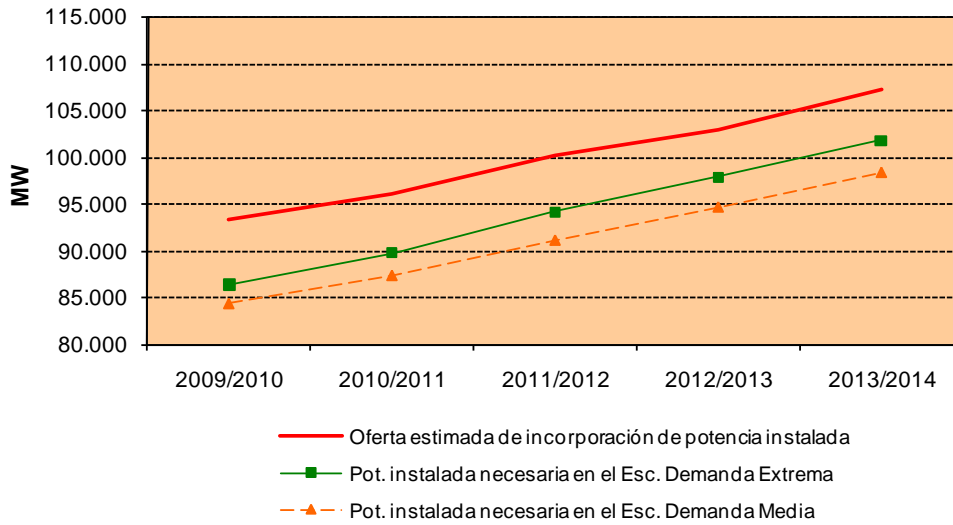


Figura 10.2.2. Comparación de la potencia eléctrica necesaria para la cobertura de la punta de los diferentes escenarios de demanda de invierno, con margen de cobertura 1,1.
Fuente: REE, promotores y CNE.

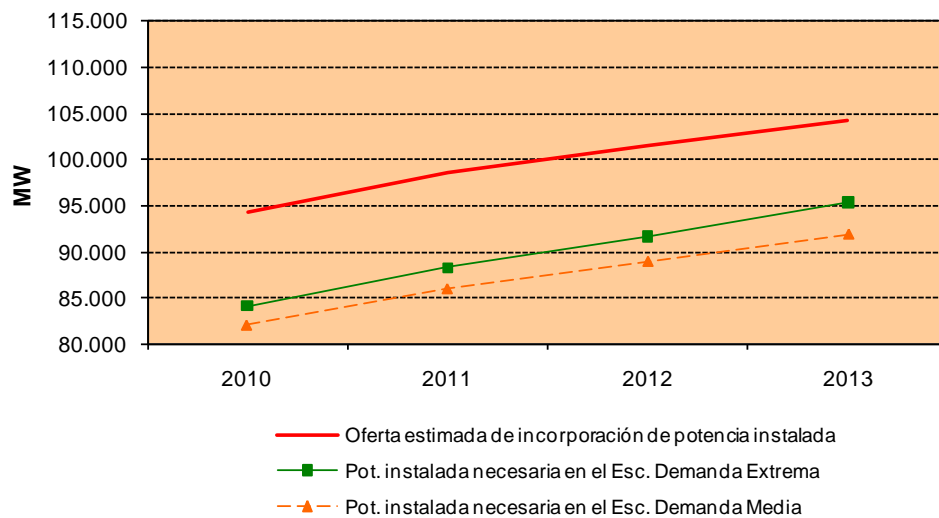


Figura 10.2.3. Comparación de la potencia eléctrica necesaria para la cobertura de la punta de los diferentes escenarios de demanda de verano, con margen de cobertura 1,1.
Fuente: REE, promotores y CNE.

- Si bien los índices de cobertura resultan superiores en general al 1,2; cabe señalar la existencia de ciertas centrales que, por su ubicación estratégica, son necesarias para la seguridad del sistema pero, al no ser económicamente competitivas, su programación resulta muy reducida. En este ámbito, se considera urgente la revisión y el desarrollo del sistema de pago de la capacidad en su vertiente de disponibilidad de manera suficiente para compensar los costes fijos de operación y mantenimiento de las centrales de reserva o de punta de potencia, teniendo en cuenta las recomendaciones recogidas en la propuesta realizada al Consejo de Reguladores de MIBEL en mayo de 2007, en particular, sobre la extensión del pago por la disponibilidad a todas las tecnologías, de tal forma que se establezca una metodología adecuada que permita que el servicio cumpla los objetivos para los que se diseña.

6. En los sistemas extrapeninsulares, concretamente en Baleares, de acuerdo con las previsiones del Operador del Sistema, la incorporación de potencia sería suficiente durante el periodo analizado siempre que no se retrase la puesta en servicio de los enlaces planificados. En Canarias, de acuerdo con las previsiones del agente generador y del operador del sistema, existe un déficit de potencia a corto plazo en Lanzarote-Fuerteventura, el Hierro y Tenerife. En Ceuta y Melilla, la previsión de potencia instalada parece ajustada, siendo conveniente incorporar más equipo generador especialmente a corto plazo en Ceuta. En ambas Ciudades Autónomas se están realizando esfuerzos para definir los emplazamientos necesarios para la instalación de la nueva generación.
7. Los compromisos adquiridos en el terreno medioambiental exigen una mejora del Índice de Eficiencia Energética. Si bien ya se ha publicado el Plan de Acción 2008-2012, restan por desarrollar aspectos esenciales como la participación de los grandes consumidores en la regulación terciaria mediante mecanismos de mercado y en la garantía de potencia eléctrica, y adicionalmente la mejora del modelo de liberalización para que todos los consumidores reciban la señal de precio eléctrico. En este sentido, se debe indicar que en julio de 2009 desaparecieron todas las tarifas integrales.

Además, a raíz del mencionado Plan de Acción, se viene incorporando anualmente en la tarifa eléctrica una partida económica dirigida a la promoción de la Eficiencia Energética, la cual en 2009 ha ascendido a 309 millones de euros. Esta cantidad y las correspondientes a los próximos años deberían aplicarse exclusivamente en temas de ahorro y eficiencia energética dentro del ámbito eléctrico. Para ello, se considera prioritaria la asignación de parte de estos incentivos económicos al desarrollo e instalación de equipos de medida electrónicos incorporados en sistemas de teled medida y telegestión, así como Redes Inteligentes (Smart Grids).

Por otra parte, la extensión del servicio de interrumpibilidad a los consumidores del mercado libre, regulada en la Orden ITC/3801/2008 antes citada, posibilita la participación de éstos en la seguridad del suministro, aunque dicha normativa no emplea mecanismos de mercado.

8. Debe reforzarse la infraestructura, tanto de transporte, como de distribución eléctrica en todas aquellas zonas donde se registren aumentos de consumo o evacuación que lo justifiquen. En concreto, deben realizarse refuerzos de la red para garantizar la evacuación de nueva generación de ciclos combinados o generación de régimen especial, refuerzos de mallado de la red de transporte para cumplir con los criterios de seguridad, para compensación de reactiva, para suministro a mercados locales y a cargas singulares.

A la vista del impulso que por parte del Ministerio de Industria se quiere dar al desarrollo de los coches eléctricos, parece razonable realizar un estudio exhaustivo de las implicaciones, principalmente en la red de distribución, que dicha actuación va a conllevar, todo ello junto con el futuro desarrollo de las “Redes Inteligentes” (Smart Grids), antes citadas.

Son especialmente importantes desde el punto de vista de la seguridad de suministro los refuerzos de las conexiones internacionales con Portugal y Francia, y también las



conexiones entre territorios insulares, y entre la Península y Baleares. Estos últimos, deberían ejecutarse en los plazos fijados por la planificación, por ser los sistemas insulares más vulnerables a retrasos en la instalación de nueva potencia.

9. Como elemento esencial del proceso de planificación de la red, se considera necesario que se publique cada año el programa anual de instalaciones de transporte eléctrico, así como los criterios para poder incluir una instalación en dicho programa.
10. En relación con la retribución de la actividad de transporte eléctrico, fue aprobado el Real Decreto 325/2008, que modifica la metodología retributiva, en línea con lo señalado por la CNE en los sucesivos informes sobre tarifas eléctricas. No obstante, aún no se ha publicado la revisión de los costes unitarios de las infraestructuras de transporte eléctrico, sobre la cual esta Comisión ha remitido una propuesta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, tal y como establece el Real Decreto 325/2008, de manera que la retribución refleje los costes reales en los que incurren las empresas transportistas.