



**INFORME MARCO SOBRE LA
DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA Y GAS NATURAL,
Y SU COBERTURA.
HORIZONTE 2013-2017**

18 de marzo de 2014

INFORME MARCO SOBRE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS NATURAL, Y SU COBERTURA. HORIZONTE 2013-2017

Índice

1. Introducción.	4
1.1. Antecedentes.	4
1.2. Objeto del informe.	5
1.3. Ámbito temporal.	6
1.4. Organización del Informe-Marco.	6
2. Situación de los sistemas gasista y eléctrico.	8
2.1. Estado del sistema de gas natural.	9
2.2. Estado del sistema de energía eléctrica.	34
3. La previsión de la demanda de energía.	62
3.1. Previsión de la demanda de gas natural.	62
3.2. Previsión de la demanda de energía eléctrica	70
4. La previsión de la oferta de energía.	80
4.1. Previsión de la oferta de gas natural.	80
4.2. Previsión de la oferta de producción de energía eléctrica.	88
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
5.2. La cobertura de la demanda de energía eléctrica	121
6. La unión de la oferta y la demanda: la red de transporte y distribución de energía	149
6.1. Previsiones de desarrollo y funcionamiento del sistema gasista en el periodo 2013 a 2017.	149
6.2. Previsiones de desarrollo y funcionamiento del sistema eléctrico en el periodo 2013 a 2017.	182
7. Consideraciones económicas en los planes de desarrollo de las infraestructuras de las actividades reguladas	222
7.1. Consideraciones económicas de los Planes de Desarrollo de las infraestructuras de transporte del sector gasista.	222
7.2. Consideraciones económicas de los planes de desarrollo de las infraestructuras eléctricas.	225
8. Consideraciones sobre la seguridad de suministro	230
8.1. Seguridad de suministro del sistema gasista español	231
8.2. Seguridad del suministro del sistema eléctrico	239
9. Consideraciones medioambientales	249
9.1. La emisión de contaminantes en los sectores energéticos.	255
9.2. El impacto de la industria eléctrica en el medioambiente.	258
9.3. Impacto y consideraciones medioambientales en la construcción de redes.	268
10. Conclusiones y recomendaciones.	270
10.1. Conclusiones y recomendaciones sobre el sector gasista.	270
10.2. Conclusiones y recomendaciones sobre el sector eléctrico.	274

1.INTRODUCCIÓN

INFORME MARCO SOBRE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS NATURAL, Y SU COBERTURA. HORIZONTE 2013-2017.

1. Introducción.

1.1. Antecedentes.

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

En este sentido, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha elaborado un nuevo “Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura” en el año 2013. Así, 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 (2013-2017).

Por otro lado, además, el “Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura” da cumplimiento a lo establecido 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 2003/55/CE, que, en su artículo 5, sobre supervisión de la seguridad del suministro, establece:

«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.»

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
Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017*

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.

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.

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.

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. 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 al efecto, 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 de este Informe Marco realizado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

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 2013 a 2017, periodo mínimo en el que se puede actuar, en caso de que se detecten problemas.

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 2012, aportando también algunos datos relativos a 2013, 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 y su repercusión sobre el sistema retributivo.

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 capítulo 10 presenta las recomendaciones y conclusiones que se desprenden del presente informe.

2. SITUACIÓN DE LOS SISTEMAS GASISTA Y ELÉCTRICO.

2. Situación de los sistemas gasista y eléctrico.

Los sistemas gasista y eléctrico en España cuentan con un importante grado de interdependencia. La coordinación entre ambos sistemas es, por ello, un factor clave para la seguridad del suministro energético.

La **demanda del sistema eléctrico nacional** en el año 2012 fue de 267 TWh, que representa un descenso del 1,1% con respecto al año anterior. Este descenso se ha debido a la reducción de la actividad económica en 2012 y, en menor medida, al efecto calendario, y a que la temperatura ha supuesto un efecto incremental en 2012.

En relación con el gas natural, la **demanda gasista nacional** alcanzó en 2012 los 361,56 TWh, que supone un descenso del 3,5% respecto a la demanda de 2011.

La interacción de los sistemas eléctrico y gasista se basa en el 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 2012 el consumo en las grandes centrales eléctricas representó el 23% del consumo de gas, equivalente a 84.566 GWh. En concreto, 83.121 GWh correspondieron a entregas de gas a ciclos combinados y 1.445 GWh fueron consumidos por centrales térmicas convencionales.

El descenso de entregas de gas para el sector eléctrico se ha debido a varios factores, ya que al descenso de la demanda eléctrica nacional, se ha unido el aumento de la potencia instalada en energías renovables y la entrada en vigor del Real Decreto 134/2010, del 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica la normativa que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. Adicionalmente, la reducción de los precios del carbón y del CO₂ a lo largo del año aumentaron la competitividad de las centrales de carbón importado frente a los ciclos combinados de gas. En el ámbito de las tecnologías convencionales de producción eléctrica, además de los ciclos combinados, también las hidráulicas registraron una importante caída de la producción respecto al año anterior. Así, los ciclos combinados han ido descendiendo paulatinamente su porcentaje de participación en la cobertura de la demanda.

Evolución de la estructura energética en España.

En el año 2012, el gas natural en España registró un descenso del 0,4% respecto a su participación en la cesta de fuentes de energía primaria del año 2012. Así, la participación del gas natural en el balance de energía primaria en 2012 alcanza el 22%. Del resto de energías primarias, el carbón aumenta un 2,1%, la energía nuclear, un 0,9% y las energías renovables, un 0,7%. Por el contrario, el petróleo disminuye un 2,9% respecto a 2011 (ver figura 2.1.1).

En 2012 la electricidad representó el 22,9% de la energía final consumida, siendo ésta la segunda fuente en importancia, tras los productos derivados del petróleo (51,1%). El gas natural supone un 17,4% del consumo de energía final en España en 2012 (ver figura 2.1.2).

Figura 2.1.1. Estructura del consumo de energía primaria en España.

Año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	E. Renovables e hidráulica
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	12,60%	49,00%	20,90%	10,80%	6,90%
2007	13,80%	48,30%	21,50%	9,80%	7,00%
2008	9,80%	47,70%	24,30%	10,70%	7,50%
2009	8,10%	48,80%	23,80%	10,50%	9,30%
2010	6,30%	47,30%	23,50%	12,20%	11,20%
2011	9,60%	45,10%	22,40%	11,60%	11,60%
2012	11,70%	42,20%	22,00%	12,50%	12,30%

Fuente: CORES-MINETUR

Figura 2.1.2. Estructura del consumo de energía final en España.

Año	Carbón	Prod. Petrolíferos	Gas Natural	Electricidad	E. Renovables e hidráulica
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%
2009	1,60%	56,40%	15,80%	21,40%	4,80%
2010	1,70%	48,40%	16,60%	21,40%	5,40%
2011	1,70%	47,20%	13,70%	23,30%	6,60%
2012	1,50%	51,10%	17,40%	22,90%	7,10%

Fuente: CNMC-CORES-MINETUR (SGE)

2.1. Estado 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. Dichos principios propugnan la apertura de los mercados a la competencia, en beneficio de los consumidores, y la mayor interconexión de los mismos para garantizar la seguridad de suministro.

2.1.1. Balance oferta-demanda de gas natural año 2012.

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. En España 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 diferentes necesidades relacionadas con el mercado doméstico, industrial y eléctrico.

2.1.1.1. Evolución de la demanda.

El consumo de gas natural en España se situó durante el año 2012 en 361.555 GWh, registrando un descenso del 3,5% respecto al año 2011.

Es destacable la evolución de la estructura de consumos registrada en 2012: la demanda convencional aumentó un 4,7% frente al descenso del 23,1% registrado en consumos para generación eléctrica.

Figura 2.1.3. Evolución de la demanda de gas natural en España.

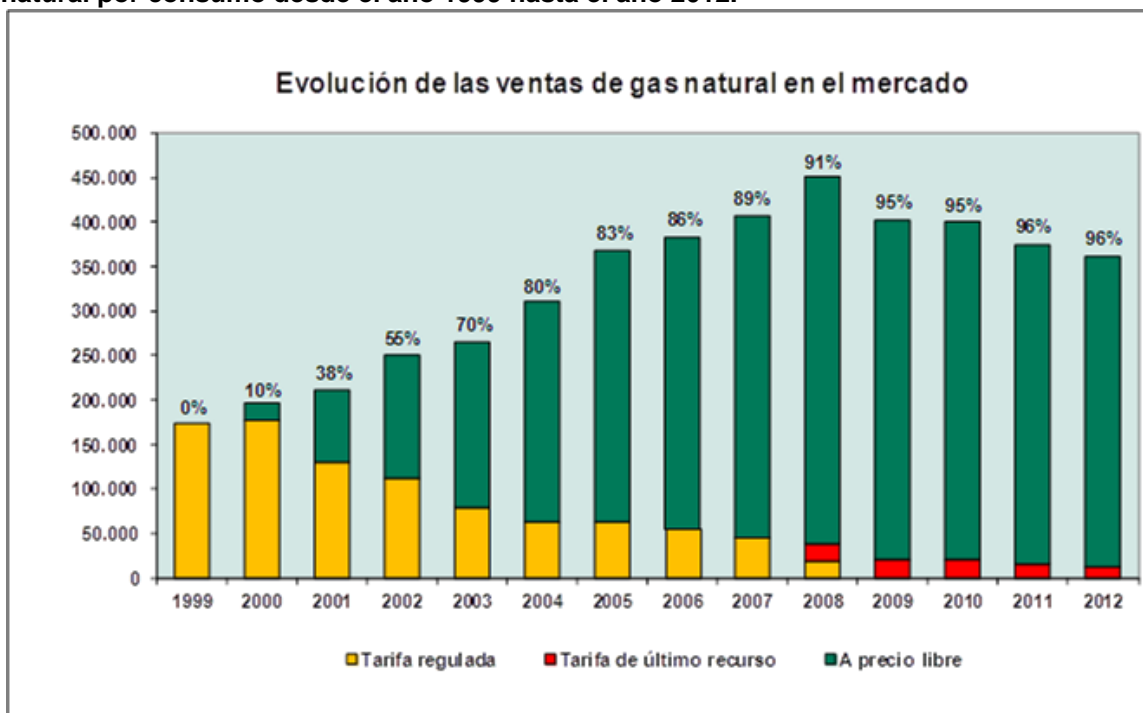
	GWh				Variación (%)			
	2009	2010	2011	2012	09/08	10/09	11/10	12/11
Demanda Total	402.544	400.909	374.483	361.555	-10,5%	-0,4%	-6,6%	-3,5%
Demanda Convencional	241.437	265.720	264.571	276.988	-7,7%	10,1%	-0,4%	4,7%
Demanda de Generación eléctrica	161.107	135.189	109.912	84.566	-14,3%	-16,1%	-18,7%	-23,1%
% Demanda Convencional	60,0%	66,0%	71,0%	77,0%				
% Demanda Generación eléctrica	40,0%	34,0%	29,0%	23,0%				

Fuente: CNMC

La demanda punta nacional en el año 2012 se alcanzó el 9 de febrero, día en que se consumieron 1.643 GWh, consumo que es inferior a la punta de demanda histórica, de 1.863 GWh, registrada el 17 de diciembre de 2007.

Como se puede observar en la figura 2.1.4, el mercado minorista de gas natural ha experimentado desde el año 1999 una transición progresiva del suministro regulado al suministro liberalizado. El suministro se realiza hoy a través de 29 grupos comercializadores activos en el mercado minorista, de los cuales 11 tienen cuotas significativas en el sector industrial y 5 en el doméstico-comercial.

Figura 2.1.4. Evolución del proceso de liberalización del mercado minorista del gas natural por consumo desde el año 1999 hasta el año 2012.



Fuente: CNMC.

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 a presión inferior a 4 bar (grupo 3) corresponden a consumidores doméstico-comerciales, mientras que los suministros de los grupos 1 y 2, en presión superior a 4 bar, 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 2.1.5 muestra la demanda por grupo de peaje y escalón de consumo:

Figura 2.1.5. Demanda de gas natural por grupo de peaje y nivel de consumo.

GRUPO DE PEAJE	2011		2012	
	GWh	% sobre total	GWh	% sobre total
Grupo 1. Suministro a P > 60 bar	138.740	37,0%	126.795	35,1%
Grupo 2. Suministro a 4 bar < P < 60 bar	138.231	36,9%	136.729	37,8%
Grupo 3. Suministro a P < 4 bar	62.809	16,8%	65.569	18,1%
Grupo 4. Peaje interrumpible	15.529	4,1%	12.774	3,5%
Tarifa de Materia Prima	6.294	1,7%	6.477	1,8%
GNL en cisternas para clientes con planta satélite propia	12.880	3,4%	13.210	3,7%
DEMANDA AGREGADA	374.483	100,0%	361.554	100,0%

Fuente: CNMC.

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, incluyendo la cogeneración.

El consumo convencional de gas natural en España durante el año 2012 se situó en 276.988 GWh. Esta cifra supuso un aumento de la demanda convencional respecto al año 2011 del 4,7%, a diferencia del descenso del 0,4% experimentado el año anterior:

Figura 2.1.6. Evolución de la demanda convencional.

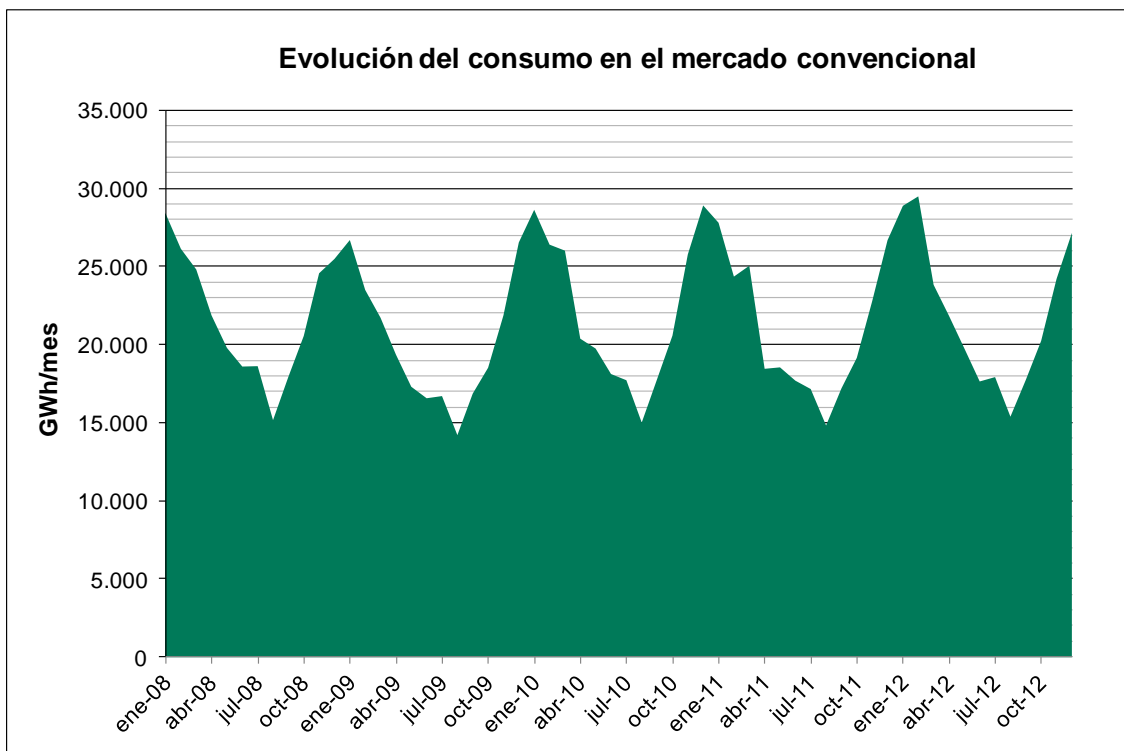
	GWh				Variación			
	2009	2010	2011	2012	09/08	10/09	11/10	12/11
Demanda Convencional	241.437	265.720	264.571	276.988	-7,7%	10,1%	-0,4%	4,7%
Conectado a Red Básica	231.974	253.720	251.691	263.778	-8,5%	9,4%	-0,8%	4,8%
Conectado a Planta Satélite	9.463	12.000	12.880	13.210	15,2%	26,8%	7,3%	2,6%

Fuentes: Enagás, CNMC y Distribuidoras

Demanda del 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 2012 el 18,1% de la demanda convencional. Uno de sus usos fundamentales es el de calefacción, motivo por el cual tres cuartas partes del consumo en este grupo tienen lugar entre los meses de octubre a marzo, estando su comportamiento fuertemente relacionado con la temperatura. La figura 2.1.7 muestra cómo la elevada estacionalidad del consumo del grupo 3 marca de manera clara la evolución de la demanda convencional:

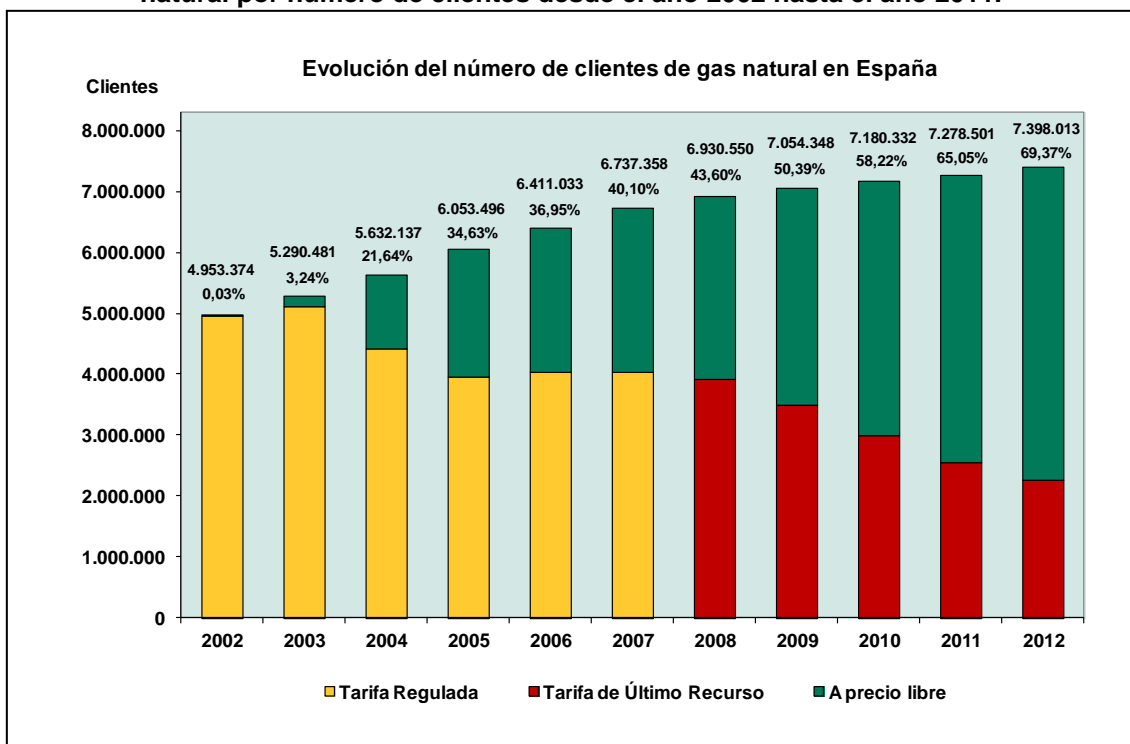
Figura 2.1.7. Influencia de la estacionalidad del consumo en el Grupo 3 en la demanda convencional.



Fuente: CNMC

La figura 2.1.8 muestra que el mercado minorista de gas natural experimenta desde el año 2002 un crecimiento en el número de clientes y un trasvase continuado de clientes del suministro a precio regulado al suministro a precio libre. En 2008 la cuota del número de clientes con tarifa regulada desaparece, debido a la transferencia con efectos el 1 de julio de 2008 al mercado liberalizado de cerca de cuatro millones de clientes desde el suministro regulado motivado por la Orden ITC/2309/2007. A 31 de diciembre de 2012, todos los consumidores de gas natural en España se encuentran suministrados a través de un comercializador, bien a precio libre (69,37% de cuota) bien con tarifa de último recurso (30,63% de cuota).

Figura 2.1.8. Evolución del proceso de liberalización del mercado minorista del gas natural por número de clientes desde el año 2002 hasta el año 2011.



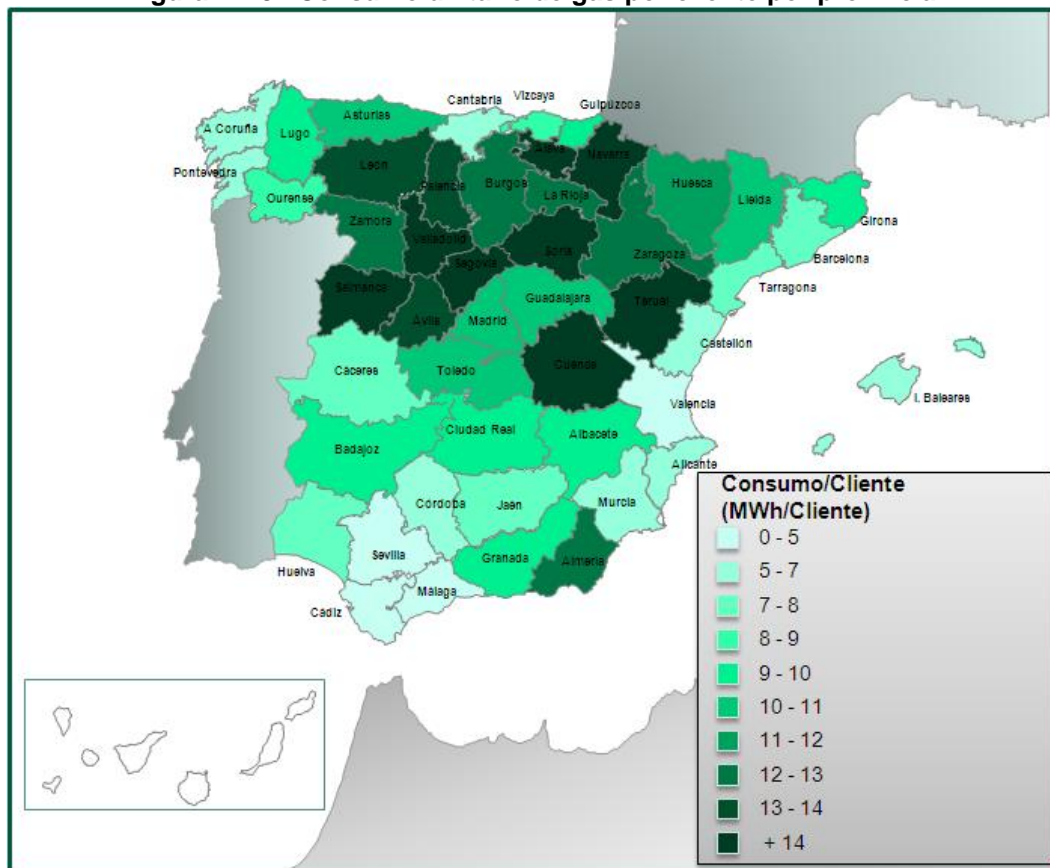
Fuente: CNMC

La figura 2.1.9 muestra de forma cualitativa el consumo unitario medio de gas por cliente del Grupo 3 en las distintas provincias en el año 2012.

Se puede observar que las Comunidades Autónomas con un mayor consumo unitario de gas natural son Aragón, Navarra, La Rioja y Castilla y León. En general la zona norte e interior de España presenta consumos por cliente superiores o cercanos a la media nacional, mientras que la zona del mediterráneo y el sur peninsular registran los consumos por cliente más bajos.

Los consumos unitarios varían desde los 4,5 MWh/cliente y año de la provincia de Sevilla hasta los 18,6 MWh/cliente y año de la provincia de Teruel, siendo la media nacional de unos 10,1 MWh/cliente y año.

Figura 2.1.9. Consumo unitario de gas por cliente por provincia.



Fuente: CNMC

La extensión del suministro de gas natural en el mercado doméstico se ve reflejada por el crecimiento en el número de clientes totales, que fue en 2012 de 119.512 clientes, alcanzándose en diciembre de dicho año un total de 7.398.013 clientes de gas natural, de los cuales 7.392.951 (un 99,93%) pertenecen al grupo 3.

El incremento neto de clientes en 2012 es superior al de 2011 en más de 20.000 clientes, y sensiblemente inferior al crecimiento medio del periodo 2003-2008, que fue de casi 330.000 clientes/año.

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, habiendo crecido en torno a un 12% en los últimos 4 años, a un ritmo de unas 43 nuevas poblaciones con acceso al gas natural al año, en paralelo con la extensión de las redes de transporte y distribución.

La figura siguiente muestra la evolución del número de clientes y municipios con gas natural desde el año 2008 hasta el año 2012.

Figura 2.1.10. N° clientes doméstico-comerciales y municipios con gas.

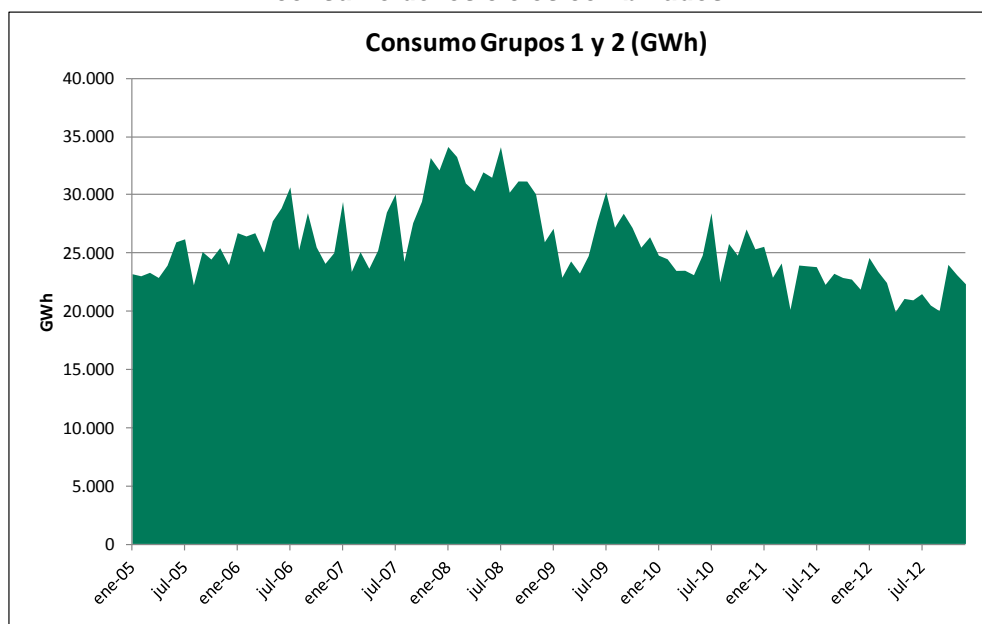
	Año				Variación (%)							
					2009/08		2010/09		2011/10		2012/11	
	2009	2010	2011	2012	Abs.	%	Abs.	%	Abs.	%	Abs.	%
N° clientes Doméstico-comercial (miles)	7.069	7.183	7.278	7.393	146	2,1%	114	1,6%	95	1,3%	115	1,6%
N° municipios con suministro de gas natural / manufacturado	1.450	1.497	1.549	1.579	41	2,9%	41	2,8%	52	3,5%	30	1,9%

Fuentes: CNMC, SEDIGAS.

Demanda del mercado industrial (excluidos ciclos combinados).

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

La demanda de gas en el segmento industrial se ha vuelto a ver afectada por la continuación de la crisis económica, y experimenta un descenso de un 4,9% en el año 2012 con respecto a 2011. Esta caída se aprecia claramente en el gráfico siguiente, que muestra la evolución del consumo en los grupos 1 y 2 desde el año 2005. Los consumos mensuales del año 2012 siguen por debajo de los valores de los años 2005-06:

Figura 2.1.11. Evolución de la demanda de los grupos 1 y 2 en 2005-2011 excluido el consumo de los ciclos combinados.


Fuente: CNMC

Por lo que se refiere al número de clientes industriales, éste se ha visto reducido progresivamente entre 2005 y 2012 (figura 2.1.12), excepto en el año 2010 que hubo un ligero aumento.

En relación con los consumidores de gas para generación eléctrica (centrales de ciclo combinado a gas natural), se incorporaron 9 grupos en 2010 y uno adicional en 2011, mientras que en 2012 ya no se ha incorporado ninguno nuevo.

Figura 2.1.12. Evolución del número de clientes industriales.

Nº Consumidores	Variación (%)								
	2008	2009	2010	2011	2012	09/08	10/09	11/10	12/11
Industriales	4.946	4.847	4.952	4.604	4.434	-2,0%	2,2%	-7,0%	-3,7%
Convencionales	4.892	4.790	4.886	4.537	4.367	-2,1%	2,0%	-7,1%	-3,7%
Generación eléctrica	54	57	66	67	67	5,6%	15,8%	1,5%	-

Fuentes: CNMC, Enagás

La demanda de gas natural como materia prima para la fabricación de amoníaco representó en 2012 un 2,3% de la demanda convencional. En los últimos años ha ido aumentando hasta alcanzar casi los 6.500 GWh en 2012.

En 2012, el 4,8% 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 de consumidores finales. 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.

Evolución de la demanda para 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. Durante el ejercicio 2012 no se han incorporado al parque de generación eléctrica nuevas centrales de ciclo combinado, manteniéndose a finales del año los 67 grupos de generación ya existentes.

En el año 2012, el consumo de gas natural para generación eléctrica descendió un 23,1% con respecto al año anterior, alcanzando los 84.566 GWh.

Figura 2.1.13. Evolución de demanda de gas para generación eléctrica.

GWh	GWh					Variación (%)			
	2008	2009	2010	2011	2012	09/08	10/09	11/10	12/11
Térmicas convencionales	3.416	1.922	1.127	1.257	1.445	-43,7%	-41,4%	11,5%	15,0%
Ciclos combinados	184.605	159.185	134.062	108.654	83.121	-13,8%	-15,8%	-19,0%	-23,5%
Total Demanda de Generación eléctrica	188.021	161.107	135.189	109.911	84.566	-14,3%	-16,1%	-18,7%	-23,1%
% Demanda de gas para Generación eléctrica sobre Demanda total de gas	42%	40%	34%	29%	23%				

Fuentes: CNMC, Enagás

La generación eléctrica mediante gas natural, que ha representado el 14,4% de la cesta de generación eléctrica, se ha visto afectada también por los siguientes factores:

- La menor demanda de energía eléctrica (un 1,5% menos en 2012).
- El incremento de la producción con carbón hasta el 20,4% del mix de generación (un 16,5% en 2011), debido a la aplicación del decreto que da prioridad a la generación con carbón autóctono, lo que repercute en una disminución del hueco térmico para el gas natural.
- La mayor producción con tecnología solar en el año 2012 (que aumenta un 26,3% con respecto a 2011).
- La menor producción hidroeléctrica (disminuye un 26,7%) y el aumento de la producción eólica (un 14,3%) en el año 2012.

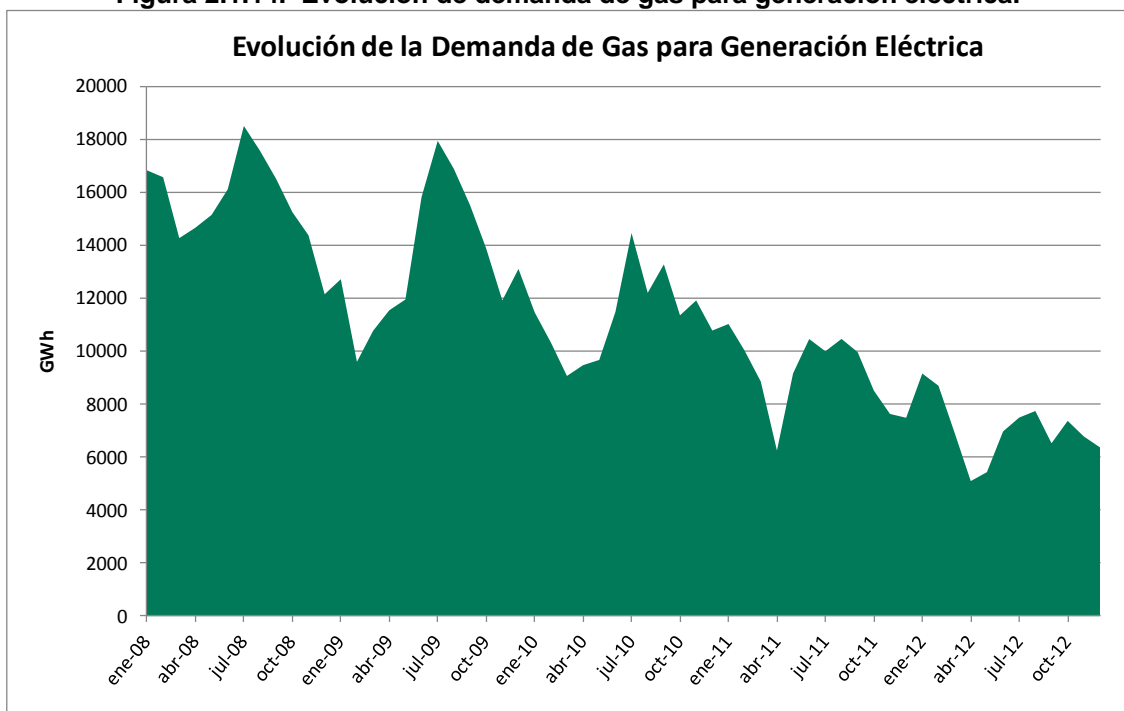
A pesar de la caída en 2012, el consumo de gas para generación eléctrica continúa representando una parte muy importante del consumo total de gas, aproximadamente un 23%. El factor de utilización medio de los CTCC descendió del 24,1% en 2011 al 18,4% en el año 2012.

En 2012, el día de máximo consumo de gas de los CTCC fue el 9 de febrero de 2012, con 419 GWh, inferior al del año anterior (615 GWh). El factor de utilización de los CTCC en el día de máximo consumo descendió del 52% en 2011 a un 35% en 2012.

La contribución de las centrales convencionales a la demanda de gas en 2012 continúa siendo minoritaria, representando su consumo tan sólo un 1,7% del gas total consumido para generación eléctrica. Su desplazamiento frente a las centrales de ciclo combinado más eficientes se debe a su menor eficiencia y a su mayor coste de generación, sobre todo de la tecnología fuel-gas. En general, las centrales de tecnología fuel-gas funcionan en los mercados de

operación gestionados por Red Eléctrica para solucionar restricciones técnicas de red.

Figura 2.1.14. Evolución de demanda de gas para generación eléctrica.



Fuentes: CNMC, Enagás

2.1.2. La oferta de gas natural.

En el año 2012 los aprovisionamientos de gas natural en España se situaron en 394.340 GWh, disminuyendo un 1,66% respecto al nivel de aprovisionamientos del año anterior. La diferencia entre el volumen de aprovisionamientos y la demanda en España se debe a las variaciones de las existencias del gas almacenado en el sistema y a las reexportaciones, entre las que cabe destacar en 2012 las operaciones de recarga de metaneros, por un total de 22.697 GWh.

Figura 2.1.15. Evolución de los aprovisionamientos por estado físico del gas.

	2010		2011		2012		Crecimiento (%)		
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	10/09	11/10	12/11
Aprovisionamientos	404.060		400.990		394.340		-2,0%	-0,8%	-1,7%
GN	134.635	33,3%	136.495	34,0%	157.500	39,9%	26,3%	1,4%	15,4%
GNL	269.425	66,7%	264.495	66,0%	236.840	60,1%	-11,9%	-1,8%	-10,5%

Fuente: CNMC

A partir de 2008, se observa una reducción en las importaciones de GNL a favor de las importaciones por gasoducto, debido a la entrada en servicio de nuevas interconexiones internacionales (gasoducto con Argelia MEDGAZ, puesto en marcha en 2011) y a los altos precios del mercado internacional de GNL, en comparación con los precios del gas en los mercados europeos.

En 2012 se mantiene esta tendencia: las importaciones por gasoducto crecieron un 15,4%, mientras que los abastecimientos de GNL cayeron en un 10,5%.

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 2012 representaron un 61% de los aprovisionamientos, mientras que las entradas por gasoducto representaron el 39% restante, que han aumentado de forma considerable por la puesta en marcha del gasoducto de conexión con Argelia (MEDGAZ).

Durante el año 2012, el mercado español se abasteció de un conjunto de once países. El principal país aprovisionador es Argelia, con un porcentaje del 42,4%. Nigeria (15,4%), Qatar (11,6%), Noruega (11,3%), Trinidad y Tobago (6,8%), Perú (6,7%) y Egipto (1,6%) completan el grupo de países más importantes en la estructura de abastecimiento. La producción nacional es muy reducida (0,1% del consumo de gas en España).

A lo largo de 2012 el gas natural incorporado por gasoducto provino de los gasoductos del Magreb y Larrau, además de la importación por el gasoducto MEDGAZ, en operación desde marzo de 2011. La producción de gas natural del yacimiento de Poseidón supuso el 0,1% del total de los abastecimientos.

El principal país aprovisionador de gas natural por gasoducto es Argelia con un porcentaje del 77,2%, seguido de Noruega (22,8%). Se excluye 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 aprovisionador de GNL al mercado español es Nigeria, con un porcentaje del 25,2%, seguido de Qatar (19,4%), Argelia (17,5%), Perú (11,9%), Trinidad y Tobago (11,6%), y Noruega (8,2%), que de forma conjunta fueron responsables del 93,9% de las importaciones totales de gas natural licuado. Además, en el año 2012 se recibió GNL procedente de Egipto y Bélgica.

Por otro lado, ha descendido notablemente el número de buques descargados en el sistema español en el año 2012, alcanzando la cifra de 291 (349 en 2011), con un total de 236.840 GWh de GNL descargados. Las operaciones de recarga aumentaron considerablemente en 2012, realizándose 42 recargas de buques en las plantas de Huelva, Cartagena y Mugaros por un total de 22.697 GWh (8.091 GWh en 2011).

Es importante reseñar el nivel de diversificación de suministros del mercado español, a pesar del aumento de la dependencia de Argelia en 2012 y la disminución de los suministros de países con conflictos como Libia o Egipto. Una mayor diversificación es favorable, ya que contribuye a mejorar la seguridad de los suministros del sistema gasista español.

En 2012, el gas natural consumido en España procede de varios orígenes diferentes cuyo detalle se muestra en la figura 2.1.16.

Figura 2.1.16: Evolución del abastecimiento de gas natural por países.

Procedencia	2011		2012	
	GWh	%	GWh	%
ARGELIA	150.985	37,65%	167.218	42,40%
BÉLGICA	2.965	0,74%	7.874	2,00%
EE.UU.	1.850	0,46%	-	-
EGIPTO	25.933	6,47%	6.266	1,59%
ESPAÑA	1.742	0,43%	393	0,10%
FRANCIA	5.325	1,33%	8.184	2,08%
LIBIA	967	0,24%	-	-
NIGERIA	77.799	19,40%	60.725	15,40%
NORUEGA	31.923	7,96%	44.481	11,28%
OMÁN	1.918	0,48%	-	-
PERÚ	19.989	4,98%	26.366	6,69%
PORTUGAL	50	0,01%	443	0,11%
QATAR	52.786	13,16%	45.761	11,60%
TRINIDAD TOBAGO	26.757	6,67%	26.629	6,75%
TOTAL	400.991	100%	394.340	100%

Fuente: CNMC.

[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 2011, la proporción de gas abastecido a España ha aumentado principalmente desde Noruega, Perú, Argelia, Francia y Bélgica, disminuyendo desde Egipto, Nigeria y Qatar. La importación de gas desde EEUU, Libia y Omán ha desaparecido.

2.1.3. Las infraestructuras actuales de gas natural.

Las principales infraestructuras incorporadas durante 2012 han sido los almacenamientos subterráneos de Yela y Marismas, ambos en el mes de abril, así como la entrada en operación de varios tramos de gasoductos, tanto en la red primaria como secundaria

En cuanto a la red de gasoductos, las incorporaciones de la red primaria son el gasoducto Yela-Villa de Arnedo, Martorell-Hostalrich, Tivissa-Paterna (tramo centro) y Marismas-Almonte. En la figura 2.1.17 se muestra el mapa de infraestructuras actuales de la red gasista.

Noviembre 2013

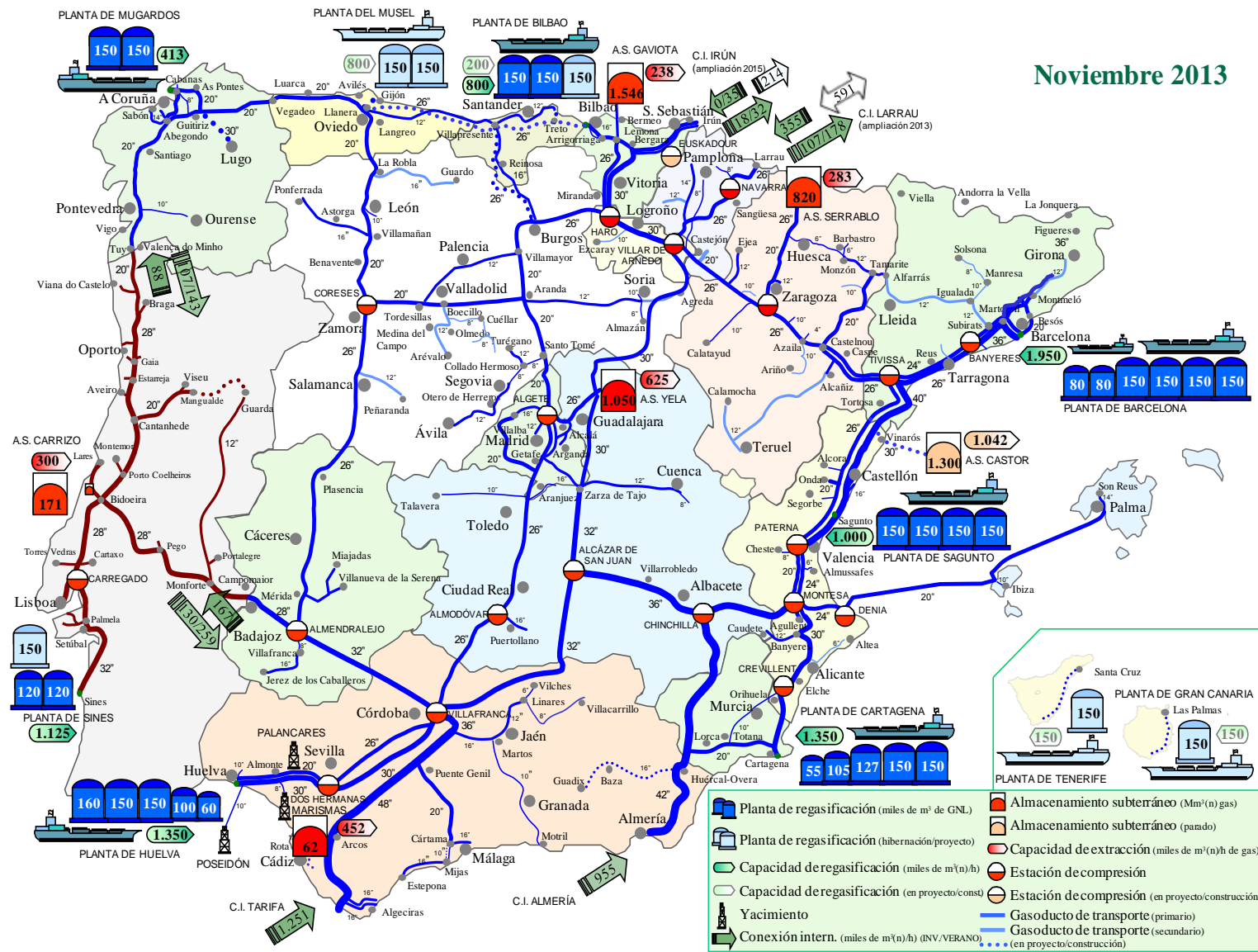


Figura 2.1.17. Mapa de infraestructuras. Fuente: elaboración propia.

2.1.3.1. Plantas de Regasificación.

En la figura 2.1.18 se describe la capacidad actual de las seis plantas de regasificación existentes, en función de sus parámetros básicos: la capacidad de almacenamiento en los tanques de GNL, los muelles de atraque de buques metaneros y la capacidad de los equipos de regasificación, así como la autonomía máxima y mínima (suponiendo que se espera la descarga de un buque de 125.000 m³ de GNL) y la capacidad de carga de cisternas de GNL con destino a las plantas satélites.

Figura 2.1.18: Capacidad actual de las plantas de regasificación españolas.

PLANTA DE REGASIFICACIÓN	Capacidad de almacenamiento (Tanques de GNL en m ³)			Capacidad de atraque (m ³ de GNL)	Capacidad de emisión		Días de autonomía máximos *	Días de autonomía mínimos **	Capacidad de carga de cisternas (nº cisternas/día)
	Nº tanques de GNL		m ³		P (bar)	m ³ /hora			
Barcelona	2	x	40.000	1x80.000 1x250.000	72	1.950.000	9,7	8,2	50
	2	x	80.000						
	4	x	150.000						
	Total:		840.000						
Cartagena	1	x	55.000	1x40.000 1x266.000	72	1.350.000	9,7	7,7	50
	1	x	105.000						
	1	x	127.000						
	2	x	150.000						
Total:		587.000							
Huelva	1	x	60.000	140.000	72	1.350.000	10,3	8,2	50
	1	x	100.000						
	2	x	150.000						
	1	x	159.500						
Total:		619.500							
Bilbao	2	x	150.000	270.000	72	800.000	8,4	4,9	15
	Total:		300.000						
Sagunto	4	x	150.000	260.000	72	1.000.000	13,4	10,6	35
	Total:		600.000						
Mugaridos	2	x	150.000	216.000	72	413.000	16,3	9,5	35
	Total:		300.000						
TOTAL			3.246.500			6.862.800			235

(*) Los días de autonomía 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%).

Fuente: Enagás.

2.1.3.2. Gasoductos de conexión internacional.

España dispone de seis conexiones internacionales por gasoducto, dos con Francia por Larrau (Navarra) e Irún (Guipuzcoa), otra con Marruecos por Tarifa (Cádiz), una directa con Argelia por Almería y dos con Portugal por Badajoz y Tuy (Pontevedra).

Las capacidades nominales, tanto de entrada como de salida de las conexiones internacionales durante el año 2012 se indican en la figura 2.1.19.

Figura 2.1.19: Capacidades de verano (invierno) de las conexiones internacionales por gasoducto en 2011

Localización	Capacidad Nominal de Entrada (GWh/día)	Capacidad Nominal de Salida (GWh/día)	Importaciones comerciales (GWh)	Exportaciones comercial (GWh)	Factor de utilización de la capacidad contratada	
					Importación	Exportación
Larrau	100	50 (30)	24.220	2.119	70%	28%
Irún	10 (-)	9 (5)	1.113	418	99%	33%
Tarifa	355	-	80.181	-	88%	---
Badajoz	70 (35)	45	4.485	6.004	69%	36%
Tuy	25	40 (30)	-	2.555	---	46%
Almería	266	-	23.773	-	58%	---
Total C.I.	826 (781)	144 (110)	133.772	11.096		

Fuente: Enagás.

⁽¹⁾ Las capacidades nominales de las conexiones a través de Larrau son las disponibles a lo largo de todo el año 2012. A partir del 1 de abril de 2013, las capacidades nominales, tanto de entrada como de salida aumentan a 165 GWh/día.

Durante 2012 las importaciones, que se situaron en valores próximos a las capacidades nominales a lo largo de todo el año, superaron a las exportaciones en las dos interconexiones con Francia. Por su parte, en 2012 las dos interconexiones con Portugal presentaron un saldo de flujo exportador.

Entre los meses de julio y septiembre del año 2012 se puso en marcha un proyecto piloto en las interconexiones con Portugal, siguiendo las Directrices marco europeas y la versión preliminar del Código de red sobre Mecanismos de Asignación de capacidad (NC CAM). El proceso consistió en una subasta coordinada entre los dos operadores de capacidad anual entre España y Portugal, realizada con criterios de objetividad, competitividad y no discriminación. Así, se ofertó la capacidad disponible en ambas interconexiones en un único Punto de Interconexión Virtual (VIP, en sus siglas en inglés) entre España y Portugal. De esta manera, la capacidad máxima que se puede contratar en el VIP Portugal es la suma de las capacidades disponibles no contratadas en las conexiones de Badajoz y Tuy.

Este cambio de procedimiento de asignación en las interconexiones es el marcado por la regulación europea y será armonizado en ambas fronteras en 2014.

Las importaciones a través del gasoducto Medgaz aumentaron en un 63% respecto al año anterior, dado que entró en operación en marzo de 2011. La capacidad anual contratada ascendió al 47% de la capacidad nominal.

2.1.3.3. Yacimientos de gas nacionales.

La producción nacional de gas natural en 2012 (393 GWh) supuso el 0,1% en el total de los suministros al sistema nacional.

2.1.3.4. Gasoductos de transporte.

Los gasoductos de transporte en España, primario y secundario, totalizan 13.046,66 km en 2012. ENAGÁS poseía el 76,4% del total, seguido del grupo Gas Natural (8,9%), grupo ENDESA (8,8%, formado por Endesa, Gas Aragón, Transportista Regional del Gas) y Naturgas Energía Transporte (3,4%)¹. El resto de activos (2,4%) está en manos de Gas Extremadura Transporte, Reganosa y SAGGAS.

Durante 2012 se incorporaron 399 km de nuevos gasoductos en la red de transporte primaria:

- Gasoducto Marismas-Almonte: 7 km
- Gasoducto Yela-Villar de Arnedo: 251 km
- Gasoducto Martorell-Hostalrich: 88 km
- Gasoducto Tivissa-Paterna (Tramo Centro): 53 km.

2.1.3.5. Estaciones de compresión.

El sistema de transporte español cuenta con 18 estaciones de compresión (tabla 2.1.20) que elevan la presión del gas hasta los 72/80 bar, aumentando la capacidad de transporte de los gasoductos.

Además, se dispone de 416 estaciones de regulación y/o medida, más de 50 cromatógrafos y aproximadamente 200 equipos de odorización.

¹ En febrero del año 2013 Enagás Transporte S.A.U. adquirió el 90% de la empresa Naturgas Energía Transporte.

Figura 2.1.20: Características de las estaciones de compresión.

Nombre	Provincia	Caudal máximo vehiculable m ³ (n)/h (*)	Número turboc.	Presión normal operación		Año puesta servicio
				P. Asp. (bar)	P. Imp. (bar)	
Tivissa	Tarragona	486.000	3	45	72	1990
Arbós	Tarragona	560.000	3	45	72	1991
Haro	La Rioja	270.000	2	45	72	1991
Sevilla	Sevilla	1.140.000	3	45	72	1994
Algete	Madrid	130.000	2	45	72	1996
Almodovar	Ciudad Real	400.000	3	45	72	1996
Almendralejo/Portugal	Badajoz	340.000	2	50	84	1998
Almendralejo/Ruta Plata	Badajoz	340.000	2	50	80	1998
Zamora	Zamora	375.000	3	50	80	1999
Paterna	Valencia	400.000	3	50	72	2002
Ampliación Arbós (Fase I)	Tarragona	250.000	2	45	72	2003
Ampliación Paterna	Valencia	200.000	1	50	72	2004
Crevillente	Alicante	611.000	2	50	72	2004
Almendralejo/Reserva	Badajoz	170.000	1	50	80	2004
Córdoba	Córdoba	1.600.000	5	50	80	2005
Zaragoza	Zaragoza	400.000	3	50	72	2008
Alcázar de San Juan	Albacete	1.300.000	3	50	80	2008
Navarra	Navarra	590.000	2	50	80	2009
Refuerzo Estación Haro	La Rioja	590.000	2	44	61	2009
Montesa	Valencia	800.000	3	47	79	2010
Villar de Arnedo	La Rioja	36.300	3	45	72	2011
Chinchilla	Albacete	45.870	3	55	80	2011
Denia	Alicante	14.760	3	60	90	2011

Fuente: Enagás.

(*) Se descuenta el equipo de reserva.

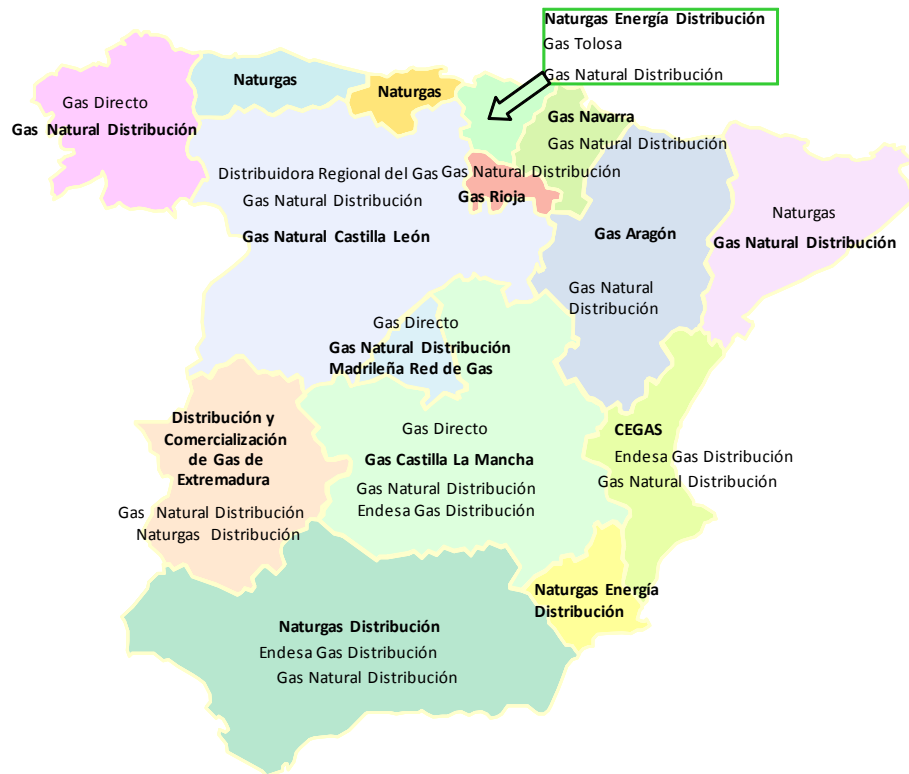
2.1.3.6. Gasoductos de distribución.

La red de distribución en España a finales del año 2012 estaba formada por más de 66.000 km de gasoducto. El grupo Gas Natural Fenosa era titular del 70% de la red de distribución, el grupo Naturgas Energía del 15%. Madrileña Red de Gas dispone del 8% mientras que el grupo Endesa es titular de casi el 6,5% de la red. El resto de la red es propiedad del grupo Unión Fenosa Gas Distribución.

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

La figura 2.1.21 muestra las empresas distribuidoras que operan en la geografía nacional.

Figura 2.1.21. Empresas de distribución que operan en cada Comunidad Autónoma.



Fuente CNMC

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

2.1.3.7. Almacenamientos Subterráneos de gas natural.

El almacenamiento de gas natural en el sistema se realiza en los almacenamientos subterráneos, en los tanques de GNL y, en una pequeña proporción, en los propios gasoductos.

Los antiguos yacimientos depletados de gas natural, Serrablo en Huesca y Gaviota situado a 8 km de la costa de Vizcaya, constituyen los almacenamientos subterráneos históricos. En 2012 se ha incorporado el antiguo yacimiento Marismas así como las nuevas instalaciones de Yela.

La figura 2.1.22 muestra las características de estos almacenamientos.

Figura 2.1.22: Características de los almacenamientos subterráneos de gas natural a 31 de diciembre de 2011.

Almacenamientos	Capacidad de almacenamiento Mm ³ (n)			Capacidad de vehiculación Mm ³ (n)/día	
	Gas inmovilizado	Gas útil	Gas total	Inyección	Extracción
SERRABLO	280	820	1.100	3,8	6,8
GAVIOTA	1.134	1.547	2.681	4,5	5,7
YELA	950	1.050	2.000	10,0	15,0
MARISMAS	452	62	514	3,5	4,0
TOTAL	2.364	3.417	5.781	18,3	27,5

Fuente: Enagás.

2.1.4. Funcionamiento del sistema gasista durante el año 2012. Invierno 2012/13.

En la figura 2.1.23 se observa que el aprovisionamiento de gas natural al sistema se compone en un 60% de las plantas de GNL, en un 40% de las conexiones internacionales. Esta distribución ha representado una disminución de la producción en las plantas de regasificación nacionales del 15% en comparación con el año 2011 (unido a su vez al descenso de las entregas de gas para generación eléctrica) y un aumento de las entradas de gas a través de las conexiones internacionales de un 20% respecto a 2011.

El 96% de la demanda anual se suministró desde la red de gasoductos del sistema, mientras que el 4% restante fue transportado en camiones cisterna desde las plantas de regasificación hasta las plantas satélite de GNL repartidas por la geografía nacional.

En relación con las exportaciones de gas, son mayores las cantidades exportadas de GNL que las salidas por conexiones internacionales, aportando respectivamente, un total de 5% y 2% del total de salidas del sistema gasista nacional durante 2012.

Figura 2.1.23. Estructura de aprovisionamiento y balance de gas en el año 2012 (GWh/año).

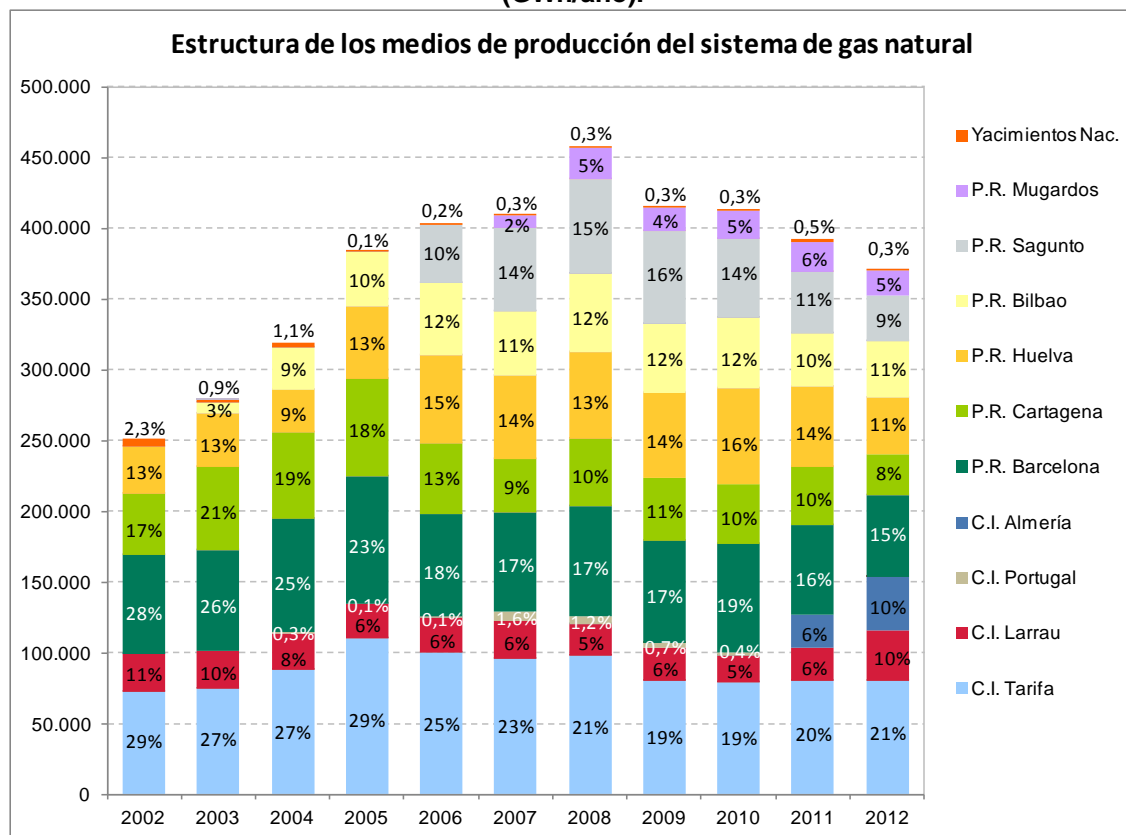
Entradas en el Sistema				Emisión		Variaciones de Existencias y Demanda de Gas					
Aprovisionamiento Sistema Español	GNL	237.737	60%	Barcelona	57.408	15,3%	Variación Existencias	Barcelona	635	0,2%	
				Cartagena	28.813	7,7%		Cartagena	-261	-0,1%	
				Huelva	40.059	10,6%		Huelva	-46	0,0%	
				Bilbao	40.374	10,7%		Bilbao	-31	0,0%	
				Sagunto	31.918	8,5%		Sagunto	-512	-0,1%	
				Mugardos	17.987	4,8%		Mugardos	-395	-0,1%	
	Total Plantas GNL				216.559	57,6%		Total Plantas GNL		-609	-0,2%
	GN	158.284	40%	Tarifa	79.857	21,2%		Gasoducto		304	0,1%
				Almería	38.782	10,3%		Serrablo	643	0,2%	
				CC.II. Francia	35.328	9,4%		Gaviota	-1.085	-0,3%	
CC.II. Portugal				4.485	1,2%	Marismas	549	0,2%			
Conex. Internac.				158.452	42,1%	Yela	275	0,1%			
Yacimientos				1.139	0,3%	Total AA.SS.		382	0,1%		
						Inyección yacimientos		-2.624	-0,7%		
						Mermas y autoconsumos		7.919	2,2%		
TOTAL Aprovisionamiento Sistema Español		396.021	94,7%	TOTAL Producción Sistema Español	376.150	89,4%	Demanda Nacional Transport	Por cisternas GNL	13.210	3,6%	
								Por gasoducto	349.340	96,4%	
								TOTAL DEMANDA	362.550	87,9%	
Tránsito a Portugal	GN	22.040	5,3%	Tarifa	22.040	5,2%	Entregas a Portugal		22.040	5,3%	
						Exportación GNL		22.697	5,5%		
Exportac. CI	Larrau	151	2,8%								
	Irún	92	1,7%								
	Badajoz	4.897	90,6%								
	Tuy	262	4,9%								
	TOTAL Exportaciones CI	5.402	1,3%								
TOTAL Entradas	418.061	TOTAL Producción	420.887	TOTAL Salidas	412.689						

Fuente Enagás y CNMC.

En 2012, los puntos de entrada al sistema con mayor peso continuaron siendo Tarifa y Barcelona, aportando, respectivamente, el 21,5% y el 15,4% de los suministros nacionales.

En cuanto a la estructura de los medios de producción, cabe destacar la puesta en funcionamiento de la conexión internacional de Almería con el 10,4% de los aprovisionamientos de gas natural al sistema (Figura 2.1.24).

Figura 2.1.24. Estructura de los medios de producción del sistema de gas natural (GWh/año).



Fuente Enagás.

2.1.4.1. Invierno 2012/2013.

El día de máxima demanda nacional del año 2012 se produjo el 9 de febrero de 2012, cuando se alcanzó un nuevo máximo con 1.249 GWh/día.

Por otro lado, y analizando la temporada de invierno 2012/13, se declararon cuatro “Olas de Frío” a diferencia del pasado invierno en el que se registró únicamente una. Sin embargo, la intensidad de la Ola de Frío registrada en el invierno 2011/12 fue muy superior a los episodios del invierno 2012/13.

2.1.4.2. Funcionamiento del Sistema Gasista para atender la demanda punta.

La estacionalidad asociada a la temperatura es muy acusada en el sector doméstico. En el caso del sector eléctrico, la estacionalidad está asociada a otras variables además de la propia temperatura, debido a que el consumo de gas en los ciclos combinados depende también de la hidráulicidad, precio del mercado eléctrico, grado de funcionamiento del régimen especial o de la disponibilidad de otras tecnologías de generación.

La Figura 2.1.25 refleja la demanda de la punta invernal de gas del invierno 2011/12, registrada el día 9 de febrero de 2012, que ascendió a 1.643 GWh y la

del invierno 2012/13, registrada el día 12 de diciembre de 2012, con un valor de 1.603 GWh.

Figura 2.1.25. Demanda de gas el día punta de los inviernos 2011/12 y 2012/13.

Datos: GWh/día	Invierno 11/12	Invierno 12/13	Var. %
Convencional (por gasoducto)	1.171	1.085	-7,4%
CCGT	419	461	9,9%
Total demanda Red Básica	1.590	1.545	-2,8%
Plantas satélite	53	58	9,4%
TOTAL	1.643	1.603	-2,4%

Fuente: Enagás.

En la figura 2.1.26 se muestra la relación existente entre 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 del día récord en la demanda de la punta invernal de gas del invierno 2012/13.

Figura 2.1.26. Adecuación de la capacidad de las infraestructuras a la demanda para el día punta del invierno 2012/13.

PUNTOS DE ENTRADA	Producción real (GWh/día)	Capacidad nominal (GWh/día)
Barcelona	368	544
Cartagena	88	377
Huelva	191	377
Bilbao	95	223
Sagunto	111	279
Mugaros	62	115
TOTAL PLANTAS (sin cisternas)	915	1.915
Larrau	99	100
Irún	-	-
Tuy	-	25
Badajoz	-	35
Tarifa	269	355
Almería	152	266
AA.SS.	132	320
Yacimientos nacionales	6	-
TOTAL	1.573 (+58 para cisternas)	3.016 (+63 para cisternas)

Fuente: Enagás.

La producción en el día punta 1.573 GWh fue inferior a la demanda de 1.603 GWh y supuso un uso del 52,2% de la capacidad nominal de los medios de producción utilizados en el sistema. Las diferencias existentes entre la producción y la demanda durante los días laborables se compensaron con el stock de los gasoductos.

2.1.4.3. Capacidad de almacenamiento y niveles de existencias de gas en 2012.

La figura 2.1.27 muestra la capacidad máxima útil de almacenamiento del sistema durante 2012.

Figura 2.1.27. Capacidad de almacenamiento máximo por instalación utilizada en la operación del sistema.

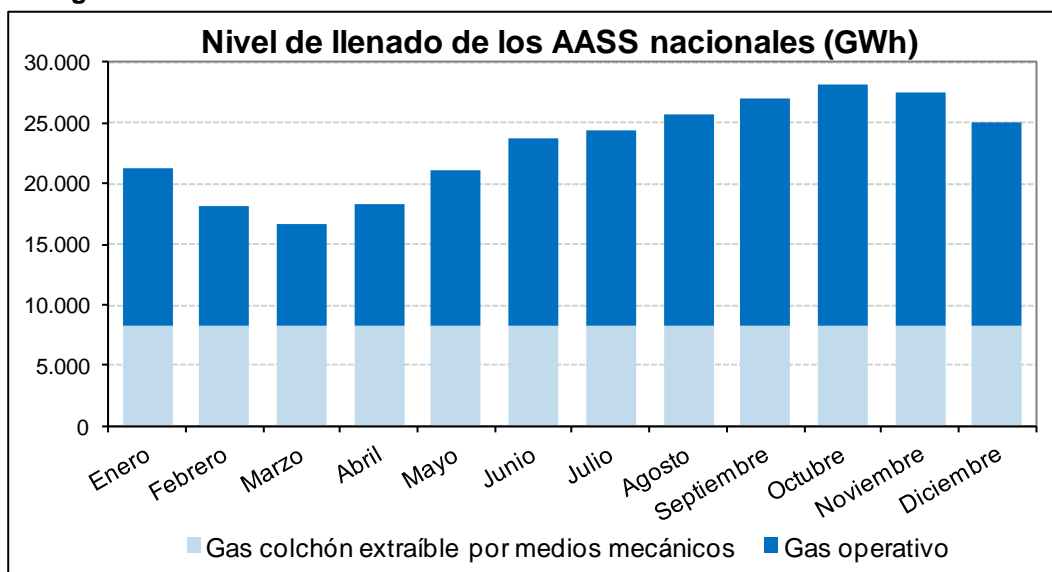
INSTALACIÓN	Capacidad máxima útil 2012 (1) (GWh)
Tanques de GNL	22.239
Barcelona	5.754
Cartagena	4.021
Huelva	4.244
Bilbao	2.055
Sagunto	4.110
Mugaros	2.055
Almacenamientos Subterráneos	39.740
Serrablo	9.537
Gaviota	17.992
Yela	12.212
Stock Gasoductos (valor máximo)	2.793
TOTAL	64.772

(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 no se ha descontado el nivel mínimo de llenado o talón.

Fuente: Enagás.

En el año 2012, los almacenamientos subterráneos tuvieron unas existencias medias de gas útil de 14.896 GWh/mes. Como es habitual, la campaña de inyección comprende el periodo de abril a octubre y el nivel máximo de llenado es alcanzado en octubre.

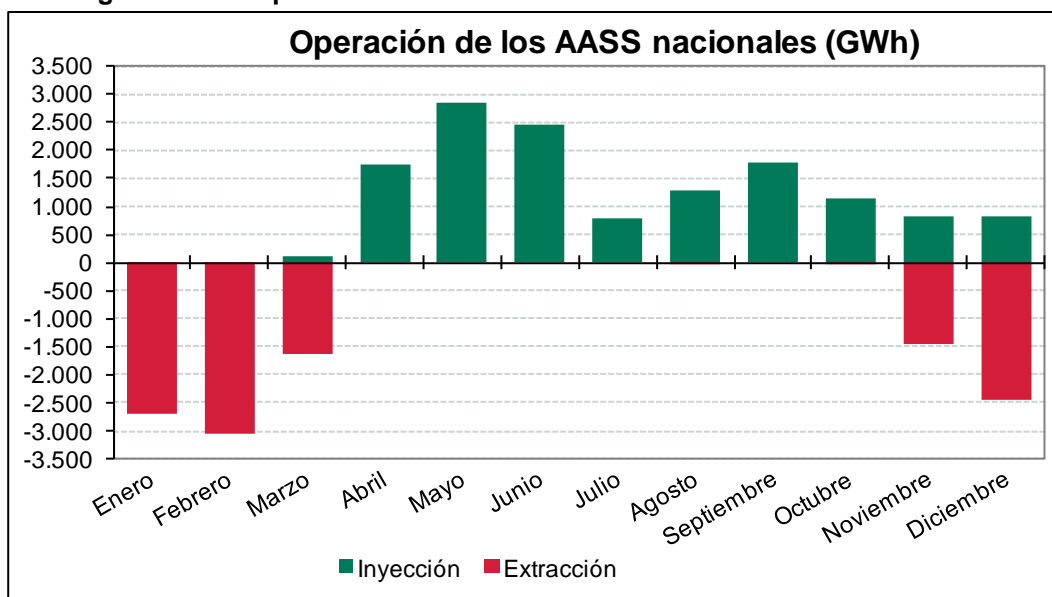
Figura 2.1.28. Existencias en almacenamientos subterráneos en el año 2012.



Fuente Enagás y CNMC.

El grado de utilización de estas instalaciones como almacenamiento operativo durante 2012 se pone de manifiesto en la alta movilidad del gas almacenado en las mismas. Respecto al año anterior, disminuyen las operaciones de inyección y se mantuvieron las de extracción. Así, a lo largo de 2012 el valor acumulado de inyección alcanza los 13.814 GWh y el de extracción, los 11.300 GWh (véase figura 2.1.29).

Figura 2.1.29. Operación de los almacenamientos subterráneos en 2012.



Fuente: Enagás.

2.2. Estado 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 2012.

2.2.1.1. Demanda de energía eléctrica.

La demanda de energía eléctrica peninsular registró entre 1998 y 2005 crecimientos anuales en el entorno del 4-7%. Sin embargo, desde 2006 este crecimiento se moderó progresivamente, hasta que en el año 2009 se produjo una reducción del 4,7% de la demanda anual de energía. Tras una moderada recuperación del 2,9% en 2010, la demanda vuelve a reducirse en 2,1% y un 1,2% en 2011 y 2012, respectivamente, situándose en los 251.531 GWh, según datos de Red Eléctrica de España, y la CNMC para el cómputo de la generación en régimen especial². Esta reducción en el consumo eléctrico ha sido motivada por una menor actividad económica a lo largo del año y una ligera reducción de la laboralidad, habiendo sido incremental el efecto de la temperatura en 2012. En efecto, el Producto Interior Bruto (PIB) se redujo un 1,4% en el 2012 frente al incremento de 0,4% del año anterior.

Figura 2.2.1 Evolución de la demanda Peninsular.

Sistema Peninsular (GWh)	Enero-Diciembre	Variación Anual %
1998	173.155	6,6%
1999	184.459	6,5%
2000	195.166	5,8%
2001	205.849	5,5%
2002	211.563	2,8%
2003	225.843	6,7%
2004	236.280	4,6%
2005	247.295	4,7%
2006	254.902	3,1%
2007	262.406	2,9%
2008	265.174	1,1%
2009	252.627	-4,7%
2010	259.999	2,9%
2011	254.551	-2,1%
2012	251.531	-1,2%

Fuente: REE y CNMC

² Según el Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español 2013, publicado por Red Eléctrica de España el 20 de diciembre de 2013, la variación de la demanda en el último año ha sido de -2,3%. Una vez descontado el efecto calendario y de la temperatura, resulta una variación de la demanda de -2,1% atribuible a la actividad económica.

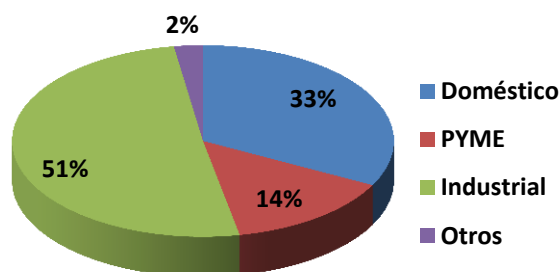
La demanda máxima horaria en 2012 se situó en 43.010 MW el día 13 de febrero, entre las 20 y las 21 horas. Este valor es inferior al máximo histórico registrado el día 17 de diciembre de 2007 (44.876 MW).

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

1. Industrial: incluye a los consumidores acogidos a las tarifas de alta tensión.
2. PYME's: empresas de servicios y pequeña industria con suministro en baja tensión.
3. Doméstico: consumidores del sector servicios, pequeña oficina y doméstico con suministro en baja tensión.
4. Otros: resto de consumos no incluidos en los grupos anteriores.

En la figura siguiente se muestra la distribución de la demanda peninsular en 2012 según la clasificación anterior de grupos de consumo. Aunque la distribución de cuotas es en números redondos igual al año anterior, la evolución del grupo Otros ha sido positiva, mientras todos los demás han reducido su consumo, correspondiendo la mayor reducción al grupo industrial en valor absoluto (-2.775 GWh) y al grupo PYME en valor porcentual (-2,5%).

Figura 2.2.2. Distribución de la demanda peninsular por grupos de consumidores en 2012.
Porcentaje de energía facturada



. Fuente: CNMC

En cuanto a la situación de la demanda peninsular por áreas geográficas en el año 2012, cabe destacar que las Comunidades de Cataluña, Andalucía y Madrid son las mayores demandantes, con un consumo superior a los 30.000 GWh; mientras que las Comunidades peninsulares con menor demanda son La Rioja, Extremadura, Cantabria y Navarra, con una demanda inferior a los 5.000 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.

Figura 2.2.3. Balance eléctrico peninsular.

Balance eléctrico peninsular 2012 (GWh)	Andalucía	Aragón	Asturias	C. Valenciana	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco
Hidráulica	809	1.919	1.031	1.209	643	400	5.299	2.852	1.107	3.730	65	24	73	93	200
Nuclear	-	-	-	9.378	-	8.502	3.873	24.068	15.649	-	-	-	-	-	-
Carbón	11.529	5.303	10.836	-	-	2.004	11.195	-	-	12.827	-	-	-	-	1.027
Fuel/gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado	10.001	972	802	4.904	-	2.625	-	8.307	-	1.343	1.342	-	3.185	863	4.248
Régimen ordinario	22.339	8.194	12.669	15.491	643	13.531	20.367	35.227	16.756	17.900	1.407	24	3.258	956	5.475
(Consumos generación)	-882	-523	-818	-510	-9	-892	-1.100	-1.514	-615	-683	-32	-	-88	-31	-192
Régimen especial	16.583	8.813	2.368	5.174	1.993	12.137	16.069	10.426	2.361	12.058	1.401	1.647	3.234	4.454	3.255
Generación neta	38.040	16.484	14.219	20.155	2.627	24.776	35.336	44.139	18.502	29.275	2.776	1.671	6.404	5.379	8.538
(Consumos bombeo)	-435	-352	-52	-1.114	-796	-156	-1.401	-381	-15	-320	-	-	-	-	-
Saldo Intercambios	-1.067	-6.177	-4.195	6.991	2.930	-13.216	-19.700	5.876	-14.247	-8.914	-1.057	28.943	1.275	-610	11.399
Demanda (b.c.) 2012	36.538	9.955	9.972	26.032	4.761	11.404	14.235	49.634	4.240	20.041	1.719	30.614	7.679	4.769	19.937
Demanda (b.c.) 2011	37.349	10.069	10.463	26.571	4.624	12.134	14.182	49.537	4.477	20.222	1.726	30.818	7.783	4.919	19.680
Δ% 2012/2011	-2,2%	-1,1%	-4,7%	-2,0%	3,0%	-6,0%	0,4%	0,2%	-5,3%	-0,9%	-0,4%	-0,7%	-1,3%	-3,0%	1,3%

Fuente: REE y CNMC (Régimen Especial)

Por su parte, la demanda del sistema extrapeninsular experimentó en el año 2012 una recuperación global del 0,7% respecto al año anterior, alcanzando 15.129 GWh (según datos del Operador del Sistema), experimentando con ello un tímido cambio de tendencia respecto a los descensos continuados observados en la demanda de energía extrapeninsular desde el año 2009.

Figura 2.2.4. Evolución de la demanda extrapeninsular.

Año	Demanda extrapeninsular (GWh) ene-dic	Variación porcentual interanual
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	15.018	3,5%
2007	15.581	3,7%
2008	15.844	1,7%
2009	15.517	-2,1%
2010	15.174	-2,2%
2011	15.027	-1,0%
2012	15.129	0,7%

Fuente: REE y CNMC

La figura 2.2.5 muestra el balance eléctrico extrapeninsular por sistemas en el año 2012.

Figura 2.2.5. Balance eléctrico extrapeninsular en 2012 por sistemas.

Balance eléctrico extrapeninsular (GWh)	Islas Baleares	Islas Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Hidráulica	-	0	-	-	0
Carbón	2.941	-	-	-	2.941
Fuel/gas ⁽¹⁾	1.314	5.757	232	230	7.533
Ciclo combinado	944	2.974	-	-	3.917
Generación auxiliar	9	0	-	-	9
Producción Bruta R.O.	5.207	8.731	232	230	14.399
Consumos en generación	-349	-466	-20	-15	-850
Producción Neta R.O.	4.858	8.265	212	215	13.549
Régimen especial	390	618	0	2	1.010
TOTAL Generación Neta	5.248	8.883	212	217	14.560
Enlace Península-Baleares⁽²⁾	570	-	-	-	570
Demanda (b.c.)	5.817	8.883	212	217	15.129

(1) A partir del de 9 de junio de 2011 se incluye COTESA (Cogeneración de Tenerife, S.A.U.) según Resolución de la DGPEM que supone la inscripción de la instalación en el Régimen Ordinario.

(2) Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012. Valor positivo: saldo importador. Valor negativo: saldo exportador.

Fuente: REE (Régimen Ordinario) y CNMC (Régimen Especial)

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

El parque generador peninsular, a 31 de diciembre de 2012, estaba constituido por 101.504 MW, de los que 62.721 MW corresponden al régimen ordinario³ y el resto al régimen especial⁴.

Figura 2.2.6. Parque generador peninsular.

Potencia Instalada Peninsular a 31 de diciembre de 2012 (MW)	
Régimen Ordinario	
Hidráulica	17.761
Nuclear	7.853
Carbón	11.247
Fuel/gas	520
CCTG	25.340
TOTAL RÉGIMEN ORDINARIO	62.721
Régimen Especial	
Cogeneración	6.016
Solar FV	4.303
Solar TE	1.950
Eólica	22.469
Hidráulica	2.032
Otros	2.012
TOTAL RÉGIMEN ESPECIAL	38.783
TOTAL POTENCIA	101.504

Fuente: REE – “Informe Anual del Sistema Eléctrico Español 2012” (Régimen ordinario) y CNMC (Régimen especial)

A lo largo del año 2012 se produjo una reducción de 470 MW de potencia instalada de régimen ordinario derivado fundamentalmente de la baja de centrales de fuel-gas y carbón. Las altas y bajas de potencia en 2012 se detallan en la figura 2.2.7. Destaca la puesta en funcionamiento de una nueva instalación de producción hidráulica de tipo embalse, con una potencia instalada de 192 MW.

³ 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.

⁴ Régimen especial: es un régimen de producción que da un trato diferenciado respecto del régimen ordinario a las instalaciones de producción de energía eléctrica abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

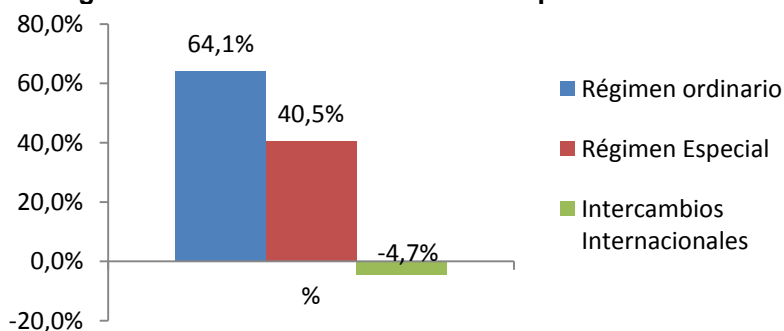
Figura 2.2.7. Variación del equipo generador en 2012.

Grupo	Tipo	Potencia (MW)
Altas del equipo generador		216
Puentes García Rodríguez 5	Ciclo combinado	21
San Esteban II	Hidráulica	192
San Juan	Hidráulica	3
Grupo	Tipo	Potencia(MW)
Bajas del equipo generador		-686
Aceca 1	Fuel/gas	-314
Lada 3	Carbón	-155
Pasajes	Carbón	-217
Incremento Neto (MW)		-470

Fuente: REE

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 2012. Las centrales de régimen ordinario han cubierto un 64,1% de la demanda eléctrica (2,4 puntos porcentuales menos que en el 2011). Las centrales en régimen especial siguen ganando peso en el mix energético cubriendo un 40,5% de la demanda (4,6 puntos porcentuales más que en el año 2011).

Figura 2.2.8 Cobertura de la demanda peninsular en 2012.

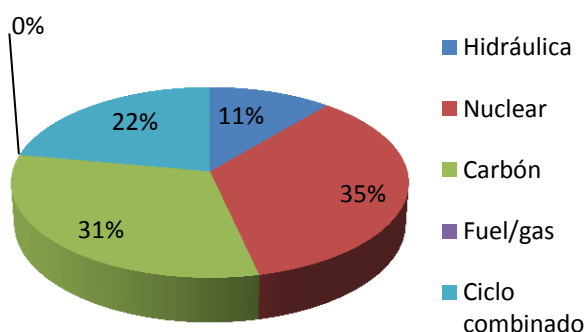


Fuente: REE y elaboración propia

Por tecnología, todos los grupos de generación en régimen ordinario menos los de carbón han sufrido descensos de producción. Cabe destacar la reducción en la generación hidráulica y de ciclos combinados respecto al año 2011, -29% y -24% respectivamente, aunque en el caso de la hidráulica hay que indicar que 2012 fue un año especialmente seco. Los pesos en la estructura de producción bruta en régimen ordinario han sufrido ligeras modificaciones respecto al año 2011. El peso de la energía de origen nuclear se ha incrementado tres puntos porcentuales, del 32% al 35%, el de la energía hidráulica ha disminuido del 15% al 11%, el peso de la energía producida en centrales de carbón ha aumentado del 24% al 31%, la cuota de las centrales térmicas de fuel/gas ha

sido nula en 2012, con sólo una instalación dada de alta en el sistema, y por último, la energía procedente de centrales de ciclo combinado ha disminuido su participación del 28% al 22%.

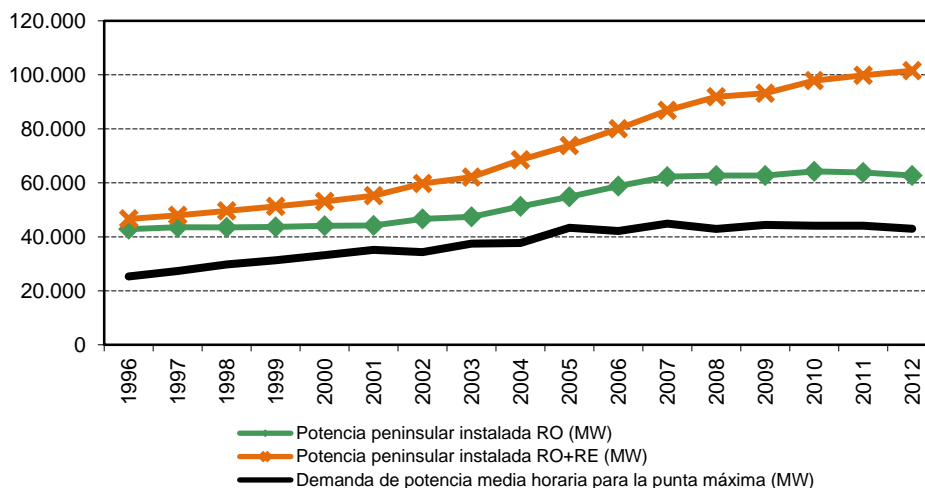
Figura 2.2.9. Distribución de la producción peninsular bruta en régimen ordinario en 2012.



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 agudiza en 2012 la diferencia entre la punta máxima del año y la potencia instalada. Fundamentalmente, esto es debido al crecimiento de la potencia instalada en régimen especial, que supera ampliamente la reducción de la potencia instalada en régimen ordinario, y la contracción de la punta demandada. No obstante, como consecuencia de la variabilidad de la hidraulicidad 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 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 2012 distribuida por Comunidades Autónomas, refleja que Cataluña, con 10.168 MW es la comunidad que cuenta con mayor potencia instalada en régimen ordinario. Le siguen en importancia Andalucía con 9.166 MW instalados y Castilla y León con 7.420 MW. Las Comunidades de Madrid y Cantabria continúan como las de menor potencia instalada, inferior a los 400 MW (ver figura 2.2.11).

Figura 2.2.11. Potencia instalada (MW) por CCAA en el año 2012.

Autonomía	Hidráulica	Nuclear	Carbón	Fuel/gas	CCTG	Total 2012
Andalucía	1.051	-	2.072	-	6.043	9.166
Aragón	1.310	-	1.261	-	1.898	4.469
Asturias	748	-	2.473	-	865	4.087
C. Valenciana	1.279	1.085	-	-	2.909	5.273
Cantabria	389	-	-	-	-	389
Castilla la Mancha	781	1.066	541	-	774	3.162
Castilla y León	4.247	466	2.707	-	-	7.420
Cataluña	2.104	3.142	162	520	4.240	10.168
Extremadura	2.292	2.094	-	-	-	4.386
Galicia	3.252	-	2.031	-	1.259	6.542
La Rioja	30	-	-	-	799	829
Madrid	58	-	-	-	-	58
Murcia	24	-	-	-	3.318	3.342
Navarra	77	-	-	-	1.236	1.313
País Vasco	120	-	-	0	1.998	2.118
TOTAL	17.761	7.853	11.247	520	25.340	62.721

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. Además, el sistema Balear cuenta con el enlace Península-Baleares, que funcionó al mínimo técnico de seguridad hasta el 13 de agosto de 2012, y comenzó a funcionar a pleno rendimiento en septiembre. La cobertura de la demanda durante 2012 ha experimentado cambios respecto al periodo anterior, como consecuencia sobre todo de la entrada de energía por la puesta en funcionamiento del cable del mencionado enlace, lo que ha supuesto una menor producción por parte de los ciclos combinados e incluso una reducción de la energía producida mediante carbón.

La diversificación en el parque generador extrapeninsular es menor que en el caso peninsular: la suma del aporte de los grupos de fuel-gas y de ciclo combinado ha supuesto casi un 72% de la demanda bruta, los de carbón el

18,4%, mientras que la energía adquirida al régimen especial ha alcanzado algo más del 6%, porcentajes que ratifican que la cobertura de demanda por tecnologías conserva aproximadamente la misma estructura que el año anterior. Sin embargo, en este periodo se ha de considerar también que el 3,6% de la energía consumida en Baleares procedía de la producción peninsular.

La potencia instalada en los sistemas extrapeninsulares en 2012, clasificada por tecnología, se refleja en la figura 2.2.12. A finales de diciembre de 2012, éste estaba constituido por 5.600 MW, de los que 5.091 MW correspondían al régimen ordinario y los restantes al régimen especial. De esta capacidad instalada en régimen ordinario, un 82% corresponde a los grupos de fuel-gas y de ciclo combinado, un 9% es potencia instalada en grupos de carbón, mientras que el 9% restante se corresponde con potencia de instalaciones en régimen especial.

Figura 2.2.12. Potencia extrapeninsular instalada.

Potencia instalada extrapeninsular (MW)	Islas Baleares	Islas Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Hidráulica	0	1	0	0	1
Carbón	510	0	0	0	510
Fuel/gas (*)	829	1.710	98	85	2.722
Ciclo combinado	935	923	0	0	1.858
Generación auxiliar	0	0	0	0	0
Total Régimen Ordinario	2.274	2.634	98	85	5.091
Régimen Especial	167	340	0	2	509
Total Potencia Instalada	2.441	2.975	98	88	5.600

(*) A partir del de 9 de junio de 2011 se incluye COTESA (Cogeneración de Tenerife, S.A.U.) según Resolución de la DGPEM que supone la inscripción de la instalación en el Régimen Ordinario.

Fuente: ENDESA (Régimen Ordinario) y CNMC (Régimen Especial)

2.2.1.2.1. 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. El año 2012 fue un año seco, con un producible hidráulico por debajo del medio histórico a lo largo de todo el año. La producción hidroeléctrica supuso un 11% (19.454 GWh) de la producción bruta peninsular en régimen ordinario. En los últimos años la participación de la producción hidroeléctrica ha oscilado entre un 20% (38.653 GWh) en 2010 y un 9% (19.170 GWh) durante el año 2005.

En el año 2012, la producción hidráulica total fue un 29% inferior a la del año anterior, debido fundamentalmente al carácter seco del año 2012 frente a 2011, que a su vez ya fue seco en comparación con 2010. Esto ha provocado una reducción de la producción en todas las cuencas y en especial la Tajo-Júcar-Segura⁵. A finales de 2012, la potencia hidráulica instalada en el sistema peninsular era de 17.761 MW.

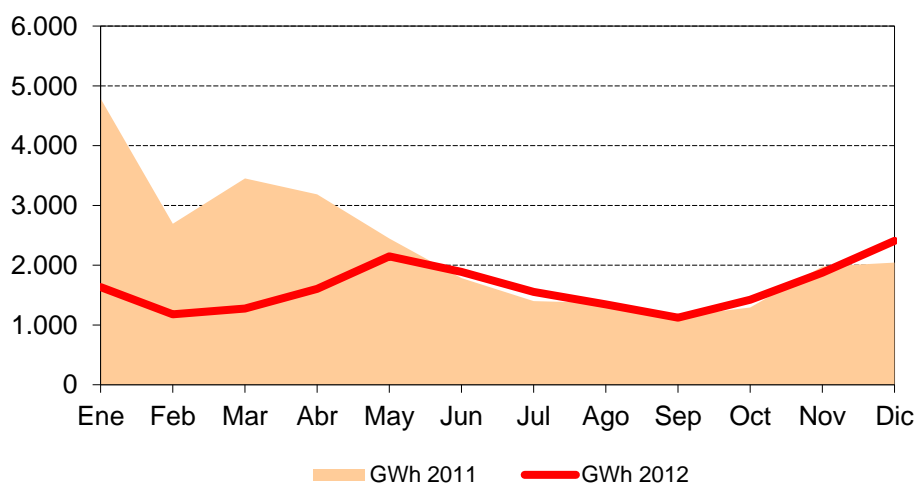
Figura 2.2.13 Producción peninsular bruta por cuenca hidrográfica.

Cuecas hidrográficas	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Variación Porcentual Anual
		2011	2012	
Norte	4.863	7.529	5.878	-21,9%
Duero	3.887	8.061	5.098	-36,8%
Tajo-Júcar-Segura	4.335	5.525	2.728	-50,6%
Guadiana	226	274	184	-32,6%
Guadalquivir-Sur	1.025	1.073	773	-27,9%
Ebro-Pirineo	3.425	5.110	4.793	-6,2%
Total sistema peninsular	17.761	27.571	19.455	-29,4%

Fuente: REE

La evolución de la producción hidráulica en 2011 y 2012 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

⁵ Según el Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español 2013, publicado por Red Eléctrica de España el 20 de diciembre de 2013, la producción hidráulica se ha incrementado en 2013 un 75,8% en régimen ordinario y un 52,8% en régimen especial, respecto al año anterior, como consecuencia de la elevada pluviometría registrada en los primeros meses del año 2013.

Por otra parte, el análisis de las reservas hidroeléctricas, según datos a 31 de diciembre de 2012, refleja que el porcentaje de llenado en la Península era del 52%, mientras que el producible total (incluyendo tanto las reservas anuales como las hiperanuales) es de 9.706GWh, valor que supone un incremento poco significativo respecto al registrado en diciembre del año 2011, cuando las reservas totales eran de 9.691GWh.

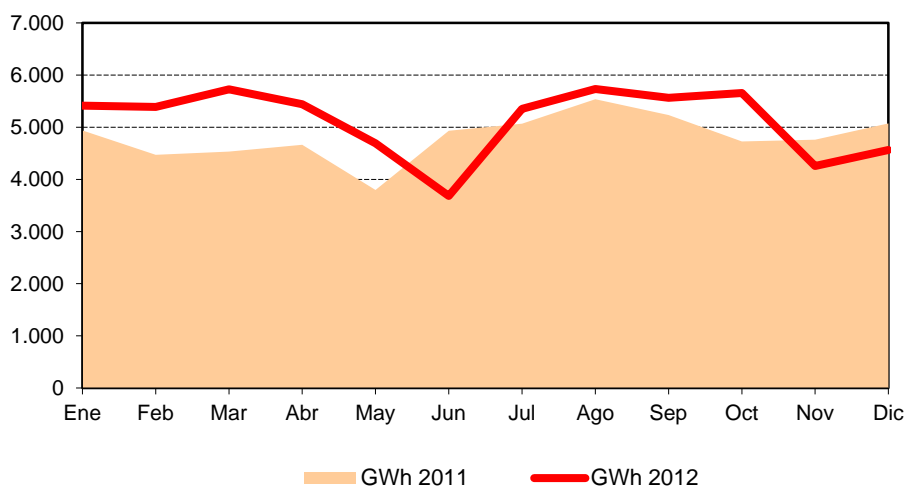
Producción térmica.

A. Peninsular.

Por lo que se refiere a la producción térmica nuclear, ésta superó aproximadamente un 35% (61.470 GWh) de la producción en régimen ordinario durante 2012. Contrariamente a lo que sucede con la producción hidroeléctrica, la nuclear es una tecnología de base con una utilización constante y elevada. La cantidad de energía total generada por esta tecnología se incrementó un 6% respecto a 2011, debido fundamentalmente a que algunas centrales nucleares como Ascó I y Vandellós II, presentaron en 2012 menores periodos de indisponibilidad por mantenimiento frente a 2011⁶.

En la figura 2.2.15 se observa la evolución mensual experimentada por la producción térmica nuclear en los últimos años.

Figura 2.2.15. Producción de energía térmica nuclear en el sistema peninsular.



Fuente: REE y elaboración propia

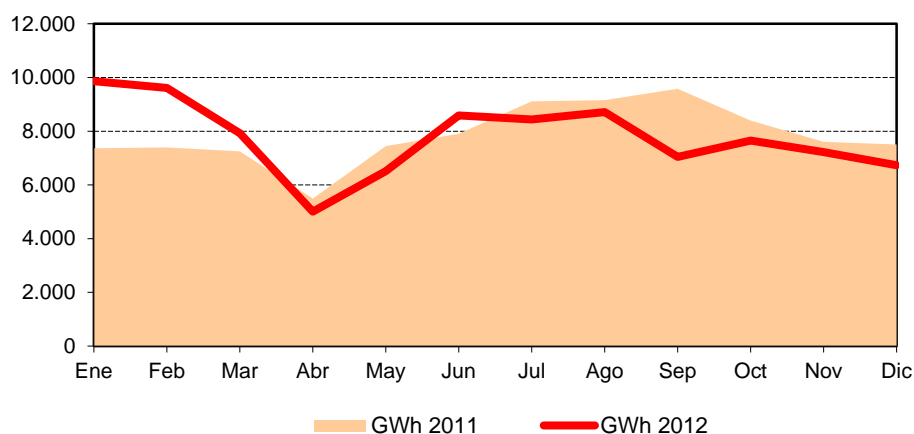
La producción térmica no nuclear (carbón, fuel-gas y ciclo combinado), dadas sus características de operación y disponibilidad, cubre habitualmente las oscilaciones de la producción hidráulica y de origen renovable. Dicha producción históricamente ha dependido únicamente del carbón autóctono pero

⁶ Según el Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español 2013, publicado por Red Eléctrica de España el 20 de diciembre de 2013, la producción nuclear se ha reducido un 8,3% respecto a año anterior.

en la última década ha adquirido importancia creciente la producción con gas natural, utilizado en las centrales térmicas de ciclo combinado.

En la figura 2.2.16 se observa la evolución mensual experimentada por la producción térmica convencional durante 2011 y 2012. Se constata una producción en torno al 1% inferior en 2012 con respecto a 2011, debido fundamentalmente al incremento de la producción con carbón, que crece un 26% respecto al año anterior, mientras que los ciclos combinados reducen su producción un 24% y las centrales de fuel-gas tienen una producción nula en este último año. El incremento en la producción con carbón tiene lugar tanto en las centrales de carbón nacional, que incrementan su producción cerca de un 12,1% en 2012 por efecto de las Restricciones por Garantía de Suministro (Real Decreto 134/2010 de 12 de febrero de 2010), pero sobre todo en las centrales de carbón importado, que incrementan su producción un 48,7% respecto a 2011.

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 a finales de 2012 se muestran en la figura 2.2.17.

Figura 2.2.17. Balance de producción térmica convencional peninsular. Diciembre 2012⁷

Tecnología	Potencia (MW)	Producción (GWh)		% Variación Anual	% Disponibilidad 2012 (%)
		2011	2012		
Nuclear	7.853	57.731	61.470	6%	90,5
Carbón	11.248	43.488	54.721	26%	91,3
Fuel-Gas	520	0	0	-	98,8
Ciclo Combinado Gas Natural	25.340	50.734	38.593	-24%	92,2
Total sistema peninsular	44.961	151.953	93.314	-39%	

Fuente: REE

⁷ Según el Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español 2013, publicado por Red Eléctrica de España el 20 de diciembre de 2013, la producción térmica convencional se ha reducido un 27,3% en el caso del carbón y un 34,2% en el caso de los ciclos combinados, respecto a año anterior.

La potencia instalada en 2012 distribuida por Comunidades Autónomas y centrales se muestra a continuación.

Figura 2.2.18. Potencia térmica instalada en 2012 en el sistema peninsular según áreas geográficas.

CCAA-Nombre Central	Tecnología	Potencia (MW)
Litoral de Almería	Carbón	1.159
Los Barrios	Carbón	589
Puentenuevo 3	Carbón	324
Algeciras 3 CC	Ciclo combinado	831
Arcos 1	Ciclo combinado	396
Arcos 2	Ciclo combinado	379
Arcos 3	Ciclo combinado	844
Campo de Gibraltar 1	Ciclo combinado	393
Campo de Gibraltar 2	Ciclo combinado	388
Colón 4	Ciclo combinado	398
Málaga 1 CC	Ciclo combinado	421
Palos 1	Ciclo combinado	401
Palos 2	Ciclo combinado	396
Palos 3	Ciclo combinado	398
San Roque 1	Ciclo combinado	397
San Roque 2	Ciclo combinado	402
Andalucía		8.115
Escucha	Carbón	159
Teruel	Carbón	1.102
Castelnou	Ciclo combinado	798
Escatrón 3	Ciclo combinado	818
Escatrón Peaker	Ciclo combinado	283
Aragón		3.159
Aboño	Carbón	916
Lada 4	Carbón	358
Narcea	Carbón	595
Soto de la Ribera	Carbón	604
Soto de la Ribera 4	Ciclo combinado	432
Soto de la Ribera 5	Ciclo combinado	434
Asturias		3.338
Trillo I	Nuclear	1.066
Puertollano	Carbón	221
Elcogas	Carbón	320
Aceca 3	Ciclo combinado	400
Aceca 4	Ciclo combinado	374
Castilla-La Mancha		2.381
Garoña	Nuclear	466

Anllares	Carbón	365
Compostilla	Carbón	1.171
Guardo	Carbón	516
La Robla	Carbón	655
Castilla y León		3.173
Ascó I	Nuclear	1.028
Ascó II	Nuclear	1.027
Vandellós II	Nuclear	1.087
Cercs	Carbón	162
Foix	Fuel/gas	520
Besós 3	Ciclo combinado	412
Besós 4	Ciclo combinado	407
Besós 5	Ciclo combinado	873
Tarragona Endesa	Ciclo combinado	400
Tarragona Power	Ciclo combinado	424
Plana del Vent 1	Ciclo combinado	412
Plana del Vent 2	Ciclo combinado	421
Puerto de Barcelona 1	Ciclo combinado	447
Puerto de Barcelona 2	Ciclo combinado	445
Cataluña		8.064
Cofrentes	Nuclear	1.085
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		3.994
Almaraz I	Nuclear	1.035
Almaraz II	Nuclear	983
Extremadura		2.018
Meirama	Carbón	563
Puentes García Rodríguez	Carbón	1.468
Puentes García Rodríguez 5	Ciclo combinado	870
Sabón 3	Ciclo combinado	389
Galicia		3.290
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
El Fangal 1	Ciclo combinado	409
El Fangal 2	Ciclo combinado	408

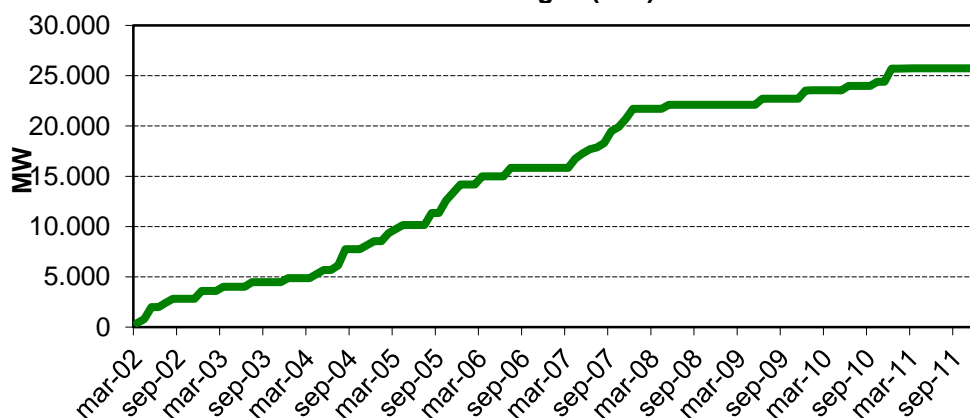
El Fangal 3	Ciclo combinado	402
Escombreras 6	Ciclo combinado	831
Murcia		3.318
Castejón 1	Ciclo combinado	429
Castejón 2	Ciclo combinado	379
Castejón 3	Ciclo combinado	426
Navarra		1.236
Amorebieta	Ciclo combinado	786
Bahía de Bizkaia	Ciclo combinado	800
Santurce 4	Ciclo combinado	403
País Vasco		1.998
Total		44.883

Fuente: REE y Ministerio de Industria, Energía y Turismo

La figura 2.2.19 muestra la evolución creciente que ha experimentado la potencia instalada de ciclos combinados en la península durante los últimos años. En el 2012 la potencia instalada en esta tecnología creció apenas 21MW respecto al año anterior, como consecuencia de la repotenciación de una instalación ya existente.

La producción bruta alcanzada con esta tecnología en el 2012 asciende a 38.952 GWh un 24% menos que en el 2011. Por tanto, 2012 es el cuarto año consecutivo de reducción de la producción de las centrales de ciclo combinado. Este descenso de producción se debe a una menor demanda total de electricidad y a un incremento del peso absoluto y relativo de la producción en régimen especial y el carbón autóctono respecto al total de la producción eléctrica. La producción bruta de ciclos combinados representa un 22% de la producción peninsular en régimen ordinario en 2012, frente al 28% que representó en el 2011.

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



Fuente: REE y Ministerio de Industria, Energía y Turismo

B. 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 isla de Mallorca, gas natural en sus cuatro grupos de ciclo combinado y carbón importado en la central convencional de Alcudia.

En 2012 se puso en marcha un nuevo grupo de generación en el Sistema Balear, concretamente se trata de un grupo que comprende una turbina de gas en la isla de Ibiza, con un potencia de 25 MW, continuando así con la tendencia de periodos anteriores hacia una mayor utilización del gas natural procedente de gasoducto.

En el Sistema Insular Canario, concretamente en Gran Canaria (Jinámar), se desmontó un grupo térmico clásico de vapor cuyo combustible era el fuel, por lo que en este Sistema ha experimentado una disminución de la potencia de 33 MW. Todo esto supone una disminución respecto a la potencia instalada en régimen ordinario a finales del año anterior en el sistema extrapeninsular, de 8 MW.

El detalle de la potencia instalada a 31 de diciembre de 2012, según información suministrada por las empresas generadoras, es la mostrada en la figura 2.2.20.

Figura 2.2.20. Potencia térmica instalada en el sistema extrapeninsular (Régimen Ordinario).

Localización	Central	Tecnología	Potencia Bruta a 31/12/2012 (MW)
Ceuta		Diesel	83,68
		Turbina de gas (gasóleo)	14,00
Melilla		Diesel	58,60
		Electrógeno	12,00
		Turbina de gas (gasóleo)	14,70
Islas Baleares	Ibiza	Turbina de gas	164,00
		Diesel	152,10
	Formentera	Turbina de gas (gasóleo)	14,00
		Mahón	Diesel
	Alcudia	Turbina de gas (gasóleo)	222,60
		C.Vapor (carbón)	510,00
	Son Reus	Turbina de gas (gasóleo)	75,00
		Turbina de gas (gasóleo)	154,00
		Ciclo Combinado(GN/GO)	232,80
	Cas Tresorer	Ciclo Combinado(GN/GO)	224,75
Ciclo Combinado(GN/GO)		238,70	
Islas Canarias	Jinámar	Ciclo Combinado(GN/GO)	238,70
		C.Vapor (fuel)	120,00
	Barranco Tirajana	Diesel	84,00
		Turbina de gas	98,45
		C. Vapor (fuel)	160,00
		Turbina de gas	75,00
		Ciclo Combinado(GN/GO)	226,10
Ciclo Combinado(GN/GO)	235,90		

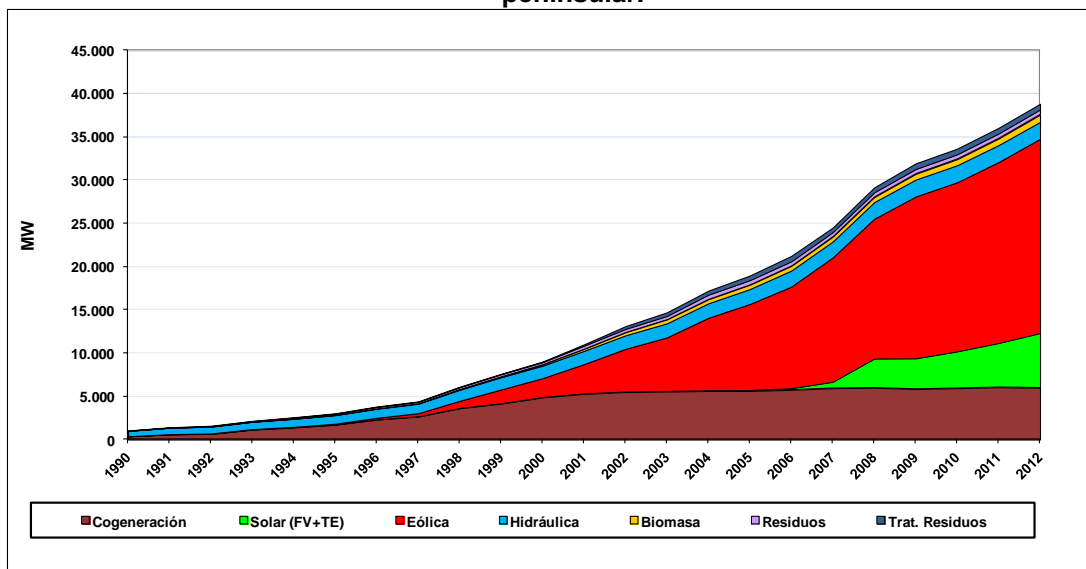
Localización	Central	Tecnología	Potencia Bruta a 31/12/2012 (MW)
	Candelaria	C. Vapor (fuel)	80,00
		Diesel	36,00
		Turbina de gas	92,20
	Granadilla	Gas Guía de Isora 1	48,60
		C.Vapor (fuel)	160,00
		Diesel	48,00
		Turbina de gas	128,10
	COTESA Punta Grande	Ciclo Combinado(GN/GO)	461,30
		Cogeneración (fuel/gas/otros)	37,00
		Diesel	151,56
	Las Salinas	Turbina de gas	60,95
		Diesel	108,22
	Los Guinchos	Turbina de gas	63,36
		Gas Móvil 1	15,00
		Diesel	83,44
	El Mulato	Gas Móvil 2	24,30
		Hidráulica	0,80
El Palmar	Diesel	20,42	
	Diesel móvil	2,48	
Llanos Blancos	Diesel	11,72	
Total 2012			5.091,21

Fuente: Endesa y COTESA (Resolución DGPEM 09/06/2011 pasa de R.E. a R.O.)

2.2.1.2.2. Producción en régimen especial.

La potencia instalada en régimen especial en el sistema peninsular en el año 2012 mantuvo su tendencia creciente; concretamente experimentó un incremento del 7,7% respecto a la capacidad instalada en el año anterior, debido fundamentalmente a la nueva potencia instalada solar, principalmente termoeléctrica pero también fotovoltaica, así como a la implementación de nueva potencia en tecnologías como la biomasa y los residuos. La potencia instalada eólica conserva su tendencia creciente, pero con incrementos menores que hace unos años. 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 – 2012.

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



Fuente: CNMC

En cuanto a la energía vendida por el régimen especial a la red peninsular durante 2012, experimentó un crecimiento de algo más del 11% respecto al año anterior, repartido de forma desigual por tecnologías, destacando el incremento de la producción mediante energía solar termoeléctrica (un 93% respecto al año anterior), así como en la energía solar fotovoltaica (un 10%); se ha incrementado asimismo la producción mediante cogeneración (más de un 7%). Cabe mencionar, además, el importante incremento porcentual de la producción mediante tecnologías con menor potencia instalada, caso de la biomasa, con un incremento del 12% respecto a la producción del año anterior. En cuanto a tecnologías innovadoras, aunque su producción durante 2012 no es significativa, sí merece mención aparte la implementación de la tecnología de producción mediante la energía undimotriz (obtenida a partir de las olas del mar), que inició su actividad en 2011 con una nueva instalación en el País Vasco. La producción eólica recuperó su habitual tendencia ascendente alcanzando un crecimiento casi un 16% superior al año anterior, cuando se rompió dicha tendencia. Respecto a la producción hidráulica (minihidráulica), esta descendió a lo largo de 2012 de más de un 12% respecto al año anterior. En cómputo anual, esto supuso que la demanda neta peninsular fuera cubierta en 2012 en un 38% por la producción en régimen especial.

En el sistema extrapeninsular, el crecimiento anual de la potencia instalada en régimen especial se sitúa tradicionalmente por debajo de las tasas peninsulares. Sin embargo, en 2012 creció porcentualmente más que en la Península, experimentando un incremento total de un 8,6% respecto al año anterior, debido fundamentalmente a la potencia instalada en cogeneración y solar fotovoltaica. Concretamente, el Sistema Balear ha incrementado un 12% su potencia instalada debido a la nueva potencia instalada en cogeneración que ha crecido un 47% respecto a 2011 y en solar fotovoltaica que ha aumentado un 23%. En el Sistema Canario se ha incrementado un 7% la

potencia instalada, debido sobre todo a las nuevas instalaciones en energía solar fotovoltaica. Por otra parte, la energía vendida en régimen especial extrapeninsular en 2012, creció casi un 2% respecto al año anterior, debido fundamentalmente al incremento de producción mediante cogeneración y tecnología solar fotovoltaica, que compensó la disminución en la producción mediante biomasa y residuos. El índice de penetración en la cobertura de la demanda en el sistema extrapeninsular mediante energía producida en régimen especial es mucho menor que en el peninsular, situándose en un 6,7%, siendo de un 6,95% en Canarias y de un 6,7% en Baleares. En la figura 2.2.22 se muestra la potencia total y la energía vertida a la red durante el año 2012 por este tipo de instalaciones.

Figura 2.2.22. Potencia instalada y producción peninsular y extrapeninsular en 2012.

RÉGIMEN ESPECIAL	PENINSULAR		EXTRAPENINSULAR		TOTAL	
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)
Cogeneración	6.016	26.882	44	26	6.060	26.909
Solar FV	4.303	7.800	238	359	4.541	8.159
Solar TE	1.950	3.433	0	0	1.950	3.433
Eólica	22.469	47.942	149	368	22.618	48.310
Hidráulica	2.032	4.628	0	2	2.033	4.629
Biomasa	837	4.188	1	8	838	4.196
Residuos	517	2.600	77	248	594	2.848
Tratamiento Residuos	658	4.501	0	0	658	4.501
Otra Tecnologías	0	0	0	0	0	0
TOTAL	38.783	101.974	509	1.010	39.292	102.985

Fuente: CNMC

La distribución de energía vertida por el régimen especial y de la potencia total instalada en cada una de las Comunidades Autónomas se muestra en la figura 2.2.23. Andalucía es la Comunidad Autónoma que más energía procedente del régimen especial vendió en 2012, principalmente de producción procedente del tratamiento de residuos, de la energía solar termoeléctrica y de la biomasa. Cataluña es la principal productora mediante cogeneración, País Vasco respecto a la producción mediante residuos, y Galicia en el aprovechamiento de la energía hidráulica. En cuanto a la energía eólica, es Castilla y León la comunidad con la máxima producción, así como con la mayor potencia eólica instalada, siendo, además, la comunidad que cuenta con la máxima potencia instalada total bajo el régimen especial.

Figura 2.2.23. Energía vendida y potencia instalada en régimen especial en CCAA por tecnologías durante 2012.

COMUNIDAD	COGENERACIÓN		SOLAR FV		SOLAR TE		EÓLICA		HIDRÁULICA		BIOMASA		RESIDUOS		TRAT. RESIDUOS	
	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)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)
ANDALUCÍA	3.871	700	1.521	842	1.833	947	5.747	3.233	205	143	1.464	278	307	68	1.636	218
ARAGON	2.860	515	285	164			4.454	1.789	628	256	146	37	220	60	220	58
ASTURIAS	413	83	1	1			798	434	190	77	547	86	420	73		
BALEARES	26	11	112	77			6	4					246	75		
CANARIAS	0	33	247	160			361	145	2	0	8	1				
CANTABRIA	1.598	303	2	2			62	35	243	72	16	13	72	10		
CASTILLA LA MANCHA	1.038	428	1.753	905	524	349	7.859	3.795	402	126	269	58			292	38
CASTILLA Y LEON	2.385	506	834	487			11.354	5.475	387	247	170	27			940	124
CATALUÑA	5.253	1.163	406	248	1	23	2.674	1.284	791	279	251	57	253	56	797	104
CEUTA Y MELILLA			0	0									2	2		
COM. VALENCIANA	1.738	582	526	342			2.472	1.193	16	31	54	18	369	70	0	1
EXTREMADURA	30	11	1.110	540	1.053	599			20	20	119	17			29	8
GALICIA	2.108	539	17	14			8.145	3.339	1.075	493	447	78	147	22	118	15
LA RIOJA	168	46	141	85			1.005	448	72	27	16	4				
MADRID	1.226	297	81	62					42	44	168	43	130	30		
MURCIA	1.579	271	776	426	22	31	400	263	55	14	45	10	0	10	357	70
NAVARRA	836	154	317	160			2.533	987	367	150	289	46			112	15
PAIS VASCO	1.779	418	30	26			438	194	136	53	190	65	683	118	0	8
Total 2012	26.909	6.060	8.159	4.541	3.433	1.950	48.310	22.618	4.629	2.033	4.196	838	2.848	594	4.501	658

Fuente: CNMC

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.

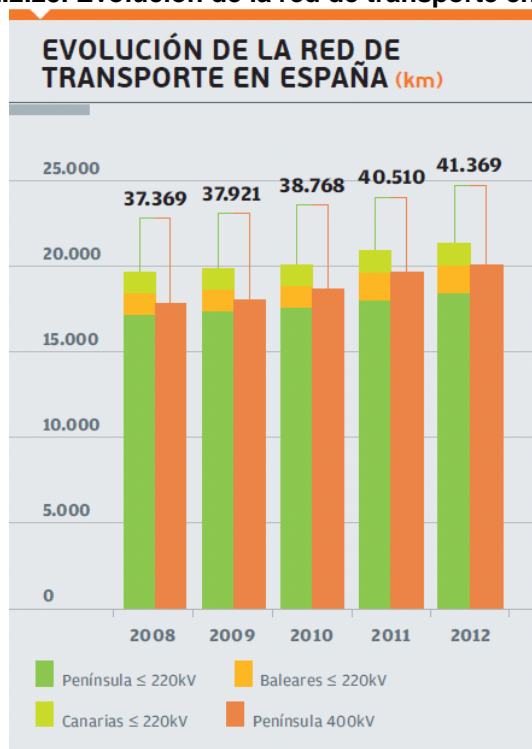
Figura 2.2.24. Evolución de la red de 400 y 220 kV (km) y de la capacidad de transformación peninsular.

EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN		2008	2009	2010	2011	2012
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	17.727	18.019	18.792	19.671	20.104
	Otras empresas	38	38	0	0	0
	Total	17.765	18.056	18.792	19.671	20.104
km de circuito ≤ 220 kV	Red Eléctrica	16.675	16.806	17.291	17.893	18.317
	Otras empresas	500	501	112	112	112
	Total	17.175	17.307	17.403	18.005	18.429
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	62.772	65.547	67.547	69.347	73.897
	Otras empresas	800	800	0	0	0
	Total	63.572	66.347	67.547	69.347	73.897

Fuente REE

Durante el año 2012, se pusieron en servicio 860 km de circuito, lo que sitúa la red nacional en 41.369 km de circuito, tal y como se aprecia en la figura 2.2.5. Asimismo, la capacidad de transformación aumentó en 4.800 MVA elevando la capacidad instalada de transformación total nacional a 78.020 MVA.

Figura 2.2.25. Evolución de la red de transporte en España (km).



Fuente REE

La tabla 2.2.26 detalla las subestaciones puestas en servicio en el ejercicio 2012:

Figura 2.2.26. Nuevas subestaciones. Año 2012.

Parque	Empresa	Tensión (kV)
Archidona	Red Eléctrica	400
Brazatortas	Red Eléctrica	400
Manzanares	Red Eléctrica	400
Peñarrubia	Red Eléctrica	400
Sax	Red Eléctrica	400
Soto de Cerrato	Red Eléctrica	400
Xove	Red Eléctrica	400
Antonio Leyva (antes Pradolongo)	Red Eléctrica	220
Bernat	Red Eléctrica	220
Brazatortas	Red Eléctrica	220
Can Vinyals (Electra Caldense)	Red Eléctrica	220
Cicero	Red Eléctrica	220
Esquedas	Red Eléctrica	220
Gramanet	Red Eléctrica	220
Hijar	Red Eléctrica	220
La Espluga	Red Eléctrica	220
Manzanares	Red Eléctrica	220
Parque Ingenieros	Red Eléctrica	220
Plasencia	Red Eléctrica	220
Santa Engracia	Red Eléctrica	220
Santa Pola	Red Eléctrica	220
Trujillo	Red Eléctrica	220
Valle Arcipreste	Red Eléctrica	220

Fuente REE

Como resumen, 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 y las reducidas interrupciones del suministro debidas a incidencias en esta red.

2.2.2.1. 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 intercambio⁸ 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.

El volumen de energía negociada a través de los programas de intercambio con otros países se situó en 2012 en 23.731 GWh, lo que supone un aumento del 29,2 % respecto a 2011. Las exportaciones se elevaron a 17.459 GWh (un 42,7 % más que las del año anterior), mientras que las importaciones se situaron en 6.272 GWh (un 2,3 % más que el año anterior). Como resultado, el saldo de los programas de intercambios de energía eléctrica ha mantenido por noveno año consecutivo un signo exportador, alcanzando en 2012 un valor de 11.187 GWh, cifra que representa un crecimiento del 83,5 % respecto al año 2011.

⁸ De acuerdo con las definiciones adoptadas por la ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators of Electricity), 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

Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017

2.2.2.2. El transporte y las conexiones con las islas e interislas.

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 figura 2.2.28 muestra los elementos de transporte y la capacidad de transformación en los sistemas extrapensinsulares.

Figura 2.2.28. Evolución del sistema de transporte y transformación en los sistemas extrapensinsulares

		2008	2009	2010	2011	2012
EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN						
km de circuito a 220 kV	Baleares	177	185	185	430	430
	Canarias	163	163	163	163	163
	Total	340	348	348	594	594
km de circuito ≤ 132 kV	Baleares	1.075	1.083	1.095	1.110	1.113
	Canarias	1.015	1.127	1.129	1.129	1.129
	Total	2.090	2.210	2.224	2.240	2.243
Capacidad de transformación (MVA)	Baleares	1.998	1.998	1.998	2.248	2.498
	Canarias	1.250	1.375	1.625	1.625	1.625
	Total	3.248	3.373	3.623	3.873	4.123
Incluye enlaces submarinos.						

Fuente REE

2.2.3. Funcionamiento del sistema eléctrico durante el año 2012.

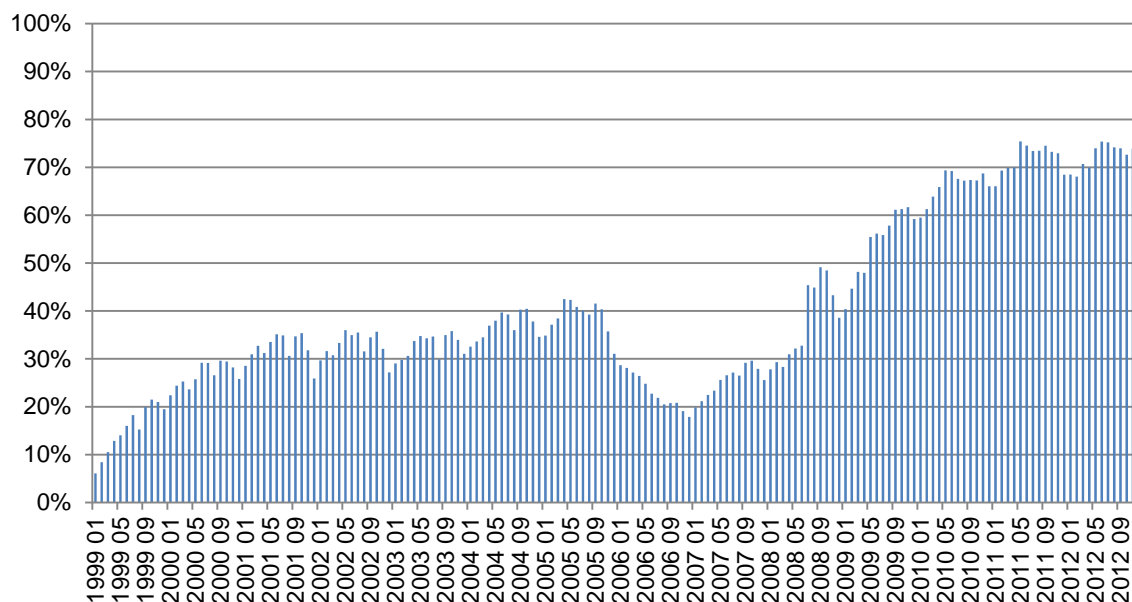
2.2.3.1. Funcionamiento del mercado de producción.

Para el conjunto del mercado de producción en el sistema peninsular español, la contratación neta de energía ascendió a 249.383GWh y 14.815.257kEuros, lo que ha supuesto una disminución del 1,4% en energía y del 2,8% en volumen económico, con respecto al mismo período del año anterior, según datos publicados por el OMIE. Durante este periodo, el volumen de ventas en el mercado diario ha ascendido a 185.770GWh, lo que supone un aumento del 0,4% respecto al año anterior.

El precio medio horario final para la demanda nacional ascendió en 2012 a 59,41€/MWh, un 1,13% menor que el mismo valor del año anterior.

En cuanto a la contratación a lo largo del periodo 1999 - 2012, el consumo a mercado libre en España ha seguido la evolución que muestra la figura 2.2.28. A este respecto, hay que indicar que el 1 de Julio de 2009 se establece la tarifa de último recurso y todo el mercado pasa a considerarse mercado libre; sin embargo, a efectos gráficos, en la figura 2.2.29 se consideran compras en mercado libre las efectuadas por comercializadores libres y los propios consumidores, o lo que es lo mismo, se excluyen los suministros correspondientes a comercializadores de último recurso.

Figura 2.2.29. Cuota de compras mensuales de comercializadores libre y consumidores directos españoles frente a la demanda total del mercado (incluye exportaciones como demanda del mercado).



Fuente: CNMC

2.2.3.2. Funcionamiento de las interconexiones.

El saldo físico total de las interconexiones internacionales durante el año 2012 fue exportador en 11.200 GWh, lo que supone un incremento del 84% respecto al 2011, en el que este saldo fue también exportador por valor de 6.090GWh.

Este incremento del saldo exportador se debe principalmente a un aumento de las exportaciones efectuadas al sistema portugués a lo largo de todo el año. Así, el saldo neto en la interconexión con Portugal resulta exportador por valor de 7.897GWh, frente al valor de 2.180GWh del año anterior.

El resto de las interconexiones presentan un saldo neto del orden del registrado el año anterior, exportador en el caso de Marruecos y Andorra, e importador en el caso de Francia (u otros países europeos).

Figura 2.2.30. Transacciones internacionales programadas y saldo físico en 2012, por tipo de agente e interconexión (GWh).

GWh	Comercializadoras (***)		Programas de Intercambio P-E (**)		Intercambios de Apoyo		Acciones coord. de balance		Total		Saldo
	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	
Francia (*)	5.852	3.961	0	0	0	0	12	10	5.864	3.971	1.893
Portugal (**)	0	0	402	8.305	0	0	5	0	408	8.305	-7.897
Andorra	0	286	0	0	0	0	0	0	0	286	-286
Marruecos	0	4.897	0	0	0	0	0	0	0	4.897	-4.897
Total	5.852	9.144	402	8.305	0	0	17	10	6.272	17.459	-11.187
Desvíos de regulación objeto de compensación											-13
Saldo físico de los intercambios internacionales											-11.200

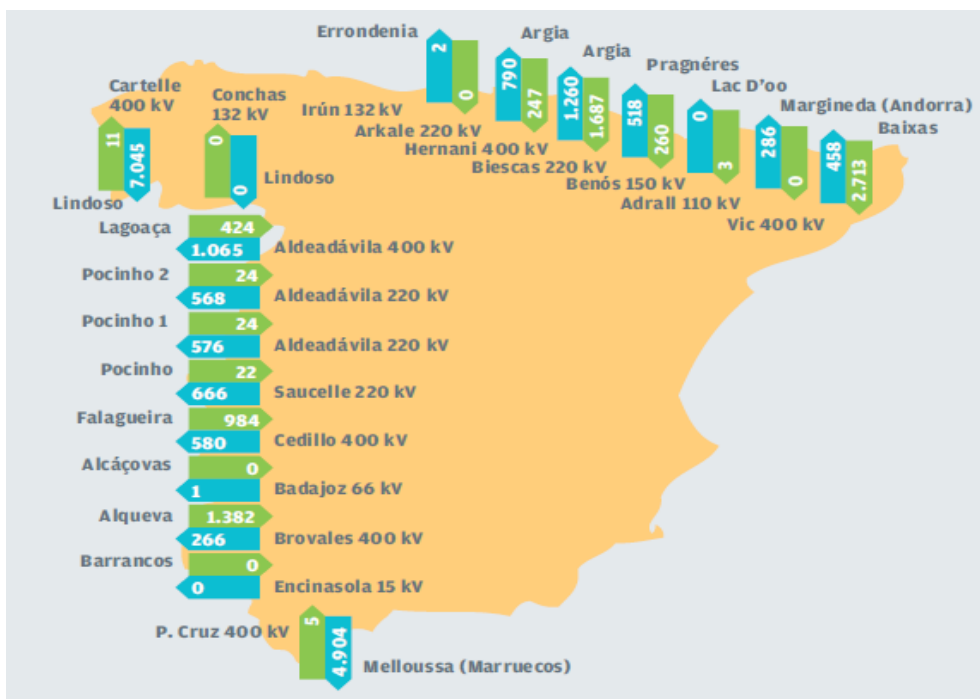
(*) Incluye intercambios con otros países europeos

(**) Desde el 1/7/77: Mercado integrado MIBEL, diario e intradiario, con aplicación de Market Splitting en caso de congestiones en la interconexión P - E

(***) En el RD 485/2009, de 3 de abril, desaparece la figura del agente externo y se incluye como comercializador según la ley 17/2007

Fuente: REE

Figura 2.2.31. Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica en el año 2012 (GWh).



Fuente: REE

2.2.3.3. Niveles de utilización en punta en 2012.

La punta máxima del año natural se produjo el día 13 de febrero de 2012, entre las 20 y las 21 horas, alcanzando 43.010 MW de potencia media horaria. Esta punta de demanda, más el saldo en las interconexiones, fueron cubiertos con 30.555 MW de potencia perteneciente al equipo generador del régimen ordinario y 15.165 MW del régimen especial.

La figura siguiente muestra la cobertura por tecnología de la punta máxima de potencia demandada en los dos últimos años. Destaca la menor participación de la producción hidráulica en 2012, así como su sustitución por la térmica clásica.

Figura 2.2.32. Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima

Cobertura para la punta máxima	2011		2012	
	24-Enero, 19-20h MW	%	13-febrero, 20-21h MW	%
Nuclear	6.486	14%	7.463	16%
Térmica clásica	2.878	6%	7.789	17%
CCTG	11.586	26%	10.331	23%
Hidráulica	9.733	22%	4.972	11%
Régimen especial	14.091	31%	15.165	33%
Int. Internacionales	-667		-2.710	
TOTAL	44.107	100%	43.010	100%

. Año 2012. Fuente: REE

3. LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.

3. La previsión de la demanda de energía.

Una vez descrito el estado de los sistemas de gas natural y eléctrico en cuanto a demanda, oferta y cobertura, correspondiente al año 2012, se presenta en los próximos capítulos la previsión de estos aspectos en el horizonte temporal 2013-2017.

Primero se analiza la previsión desde el punto de vista de la demanda, oferta y cobertura de la demanda sin considerar las limitaciones que pueda imponer la red de suministro. Por último, se examina la repercusión que ésta puede tener en la cobertura de la demanda futura.

3.1. Previsión de la demanda de gas natural.

Las previsiones de demanda de gas para el período 2013-2017 se elaboran a partir de las informaciones recabadas de los distintos sujetos que actúan en el sistema gasista, promotores de ciclos combinados, Enagás 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, en su caso, las necesidades de nueva capacidad de infraestructuras del sistema gasista.

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, teniendo en cuenta los distintos orígenes y comportamientos de los mercados.

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 y otras organizaciones internacionales, como el FMI.

Asimismo, se han tenido en cuenta los registros históricos de funcionamiento de ciclos combinados ya en producción, y las necesidades futuras de generación eléctrica y cobertura de puntas mediante ciclos combinados, facilitadas por REE.

El GTS remitió su previsión de demanda, distinguiendo entre mercado convencional 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 2013- 2017.

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. 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 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 actividad económica repercute en el comportamiento 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 cierta recuperación económica a nivel global, si bien el desempleo continuará en tasas elevadas. Estas estimaciones se sustentan en el fuerte crecimiento de las economías emergentes, con especial relevancia en las asiáticas, si bien los valores serán algo más modestos en los países de la OCDE, algunos de cuyas economías están atravesando dificultades.

En el caso particular de España las previsiones del FMI son más pesimistas. Prevé un crecimiento anual en España de 0,4% en 2014, 1,4% en 2015 y 1,5% en 2016 y 2017.

La estimación de la demanda convencional agrega cuatro tipos de consumo, que por su diferente naturaleza presentan diferentes patrones de consumo: grupo 3, que en general se corresponde con los consumidores doméstico-comerciales, industrial, materia prima (fabricación de amoníaco) y cogeneración.

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 principalmente de la coyuntura económica. El descenso de la demanda de gas natural durante 2012 (278.008 GWh) se ha debido a diversos factores, unidos a la actual situación económica nacional, como son un escenario de suaves temperaturas en general y ayudas a la producción de energía eléctrica a partir de carbón, entre otros. Asimismo, en 2013 hay un

factor de gran incertidumbre en relación al comportamiento de la cogeneración dentro del nuevo marco regulatorio de la generación eléctrica.

Para los años 2013-2017 se ha mantenido una tendencia alcista de la demanda convencional en las previsiones efectuadas, tanto por el GTS como por la CNMC. En los cálculos realizados por la CNMC, se ha partido para el año 2014 de la demanda estimada en detalle para dicho año, y para los años sucesivos, se le ha aplicado los incrementos planteados por Enagás en su escenario probable.

Figura 3.1.1. Previsión de la demanda en el mercado convencional.

Demanda Mercado convencional (GWh)	2013 (*)	2014	2015	2016	2017
Escenario CNMC	276.358	283.571	291.531	296.506	301.481
Escenario Enagás	276.358	285.000	293.000	298.000	303.000

(*) Dato real preliminar.

Fuente: Enagás GTS y CNMC.

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

La demanda punta convencional se ha estimado aplicando un factor de punta a las previsiones de demanda convencional realizadas por esta Comisión. Considerando un factor de apuntamiento de 1,69 sobre la demanda media, se pretende integrar los valores máximos observados en los últimos años teniendo en cuenta la estacionalidad del consumo convencional durante el periodo invernal.

Figura 3.1.2. Previsión de la demanda punta del mercado convencional.

GWh/día	2013	2014	2015	2016	2017
Demanda día punta extrema (f = 1,69)	1.280	1.313	1.350	1.373	1.396

Fuente: CNMC y Enagás

Los valores de previsión de demanda punta estimados con la aplicación del factor de punta son similares a los valores de las previsiones de demanda punta estimados por el GTS en el escenario probable.

3.1.3. Demanda de gas para el mercado de generación eléctrica para el período 2013 – 2017.

La previsión de demanda de gas natural 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.

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

La demanda eléctrica nacional de gas para generación eléctrica en el año 2012 (84.600 GWh) descendió un 23% en relación a la demanda de 2011. Asimismo, la demanda de gas para generación eléctrica en el año 2013 fue de 56.945 GWh, un 33% inferior. Estos valores acentúan la tendencia decreciente registrada en los últimos años.

En la actualidad existen diversos factores que provocan incertidumbre sobre la posible evolución de la demanda eléctrica total, y en particular, de la fracción de la misma que será cubierta por los ciclos combinados.

El 99% de la demanda de gas para generación eléctrica corresponde a entregas de gas a ciclos combinados. El funcionamiento de los ciclos combinados viene determinado por diversas variables como son la propia demanda de electricidad, el diferencial de precios de la generación con gas natural como combustible respecto al precio del pool eléctrico, la disponibilidad de otros grupos generadores y de otros combustibles (hidráulicas, renovables, carbón, etc.), las restricciones técnicas del sistema eléctrico, etc.

En primer lugar, los descensos registrados en el grado de utilización de los ciclos combinados en comparación con los años anteriores han venido motivados, por un lado, por los altos valores de generación de tecnologías del régimen especial, que están reduciendo el hueco térmico y por otro lado, la producción de energía eléctrica en las centrales térmicas de carbón. La aportación de los ciclos combinados a la generación total del año 2012 fue del 14% y de un 9% en el año 2013.

Desde la entrada en vigor del Real Decreto 134/2010 por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, se viene registrando un mayor grado de utilización de las centrales de carbón, hecho que disminuye el hueco térmico disponible para los ciclos. Ello, unido a la competitividad del precio de este combustible en Europa respecto al gas natural ha hecho que en 2012 la producción eléctrica con carbón aumentara un 28% respecto a 2011.

Actualmente, las centrales de ciclo combinado de gas natural suman una potencia instalada neta en la península y Baleares de 26.251 MW, lo que supone 65 ciclos equivalentes de 400 MW instalados.

En la coyuntura existente, resulta difícil estimar el número de horas de funcionamiento que mantendrán estos ciclos en su conjunto. 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 de gas para generación eléctrica en cada uno de los escenarios considerados.

1. Enagás proporciona una estimación en base a la evolución de la estructura de generación para años futuros, potencia y mix de generación, teniendo en cuenta el grado de sustitución existente entre tecnologías y considerando distintos escenarios de precios.
2. El escenario de REE se construye sobre las proyecciones de generación eléctrica contenidas en la información suministrada. Se considera el escenario central de demanda eléctrica bajo la hipótesis de continuidad en los precios, año hidráulico previsto, y competencia entre el gas natural y el carbón considerando el consumo garantizado por el Real Decreto 134/2010.

Se ha considerado una estimación del rendimiento medio de los ciclos combinados en España del 50%.

En el informe de REE se plantean varias hipótesis de previsión de producción de electricidad en función de, entre otros, dos parámetros: la hidraulicidad y los precios relativos del carbón de importación respecto del gas natural. En el periodo 2013-2017, se ha seleccionado la estimación que REE realiza en el balance de energía peninsular en un escenario central y considerando el año hidráulico medio⁹.

Por otro lado, hay que tener en cuenta el sistema eléctrico de las islas Baleares. REE realiza previsiones para el periodo 2013-2017 de la demanda eléctrica anual en barras de central en las islas siguiendo las previsiones económicas peninsulares de los distintos escenarios de demanda planteados.

3. El cálculo de previsiones de demanda de gas natural en los ciclos combinados por parte de la CNMC pretende reflejar las previsiones realizadas por los dos operadores, de gas y electricidad. La previsión correspondiente al año 2014 está en línea con la realizada en el informe de *“Previsiones de demanda y facturación del sector del gas natural para el 2014”*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en su sesión de fecha 3 de diciembre de 2013. El resto del periodo analizado se ha proyectado a partir del valor de 2014 teniendo en cuenta las variaciones medias interanuales del escenario REE.

⁹ El escenario central supone una hipótesis de hidraulicidad con valores medios de todos los escenarios evaluados; respecto a los precios del carbón de importación, se supone una precedencia en coste de las centrales de carbón que funcionan con carbón importado que se encuentran a pie de puerto o en la proximidad de éste, como Aboño, Litoral, Los Barrios, Meirama y Puentes, sobre las de ciclo combinado de gas natural.

La previsión de demanda de gas para el mercado de generación eléctrica de los distintos sujetos se muestra en la figura 3.1.3.

Figura 3.1.3. Previsión de demanda de gas de generación eléctrica en distintos escenarios.

Previsión de demanda (TWh/año)	2013	2014	2015	2016	2017
ENAGÁS GTS	54	61	92	96	100
REE	55	56	57	57	58
CNMC	56	57	58	59	59

Fuente: Enagás, REE y CNMC.

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

La demanda punta de este mercado corresponde a las necesidades de gas natural de las centrales de ciclo combinado que emplean gas natural como combustible.

Para estimar la demanda punta de los ciclos combinados en el escenario CNMC para el año 2013 se toma como partida el dato de demanda punta del invierno 2011-12, por ser más elevado que el del último invierno, y se aplican factores de crecimiento de la demanda eléctrica estimada por REE. Éste es un criterio conservador como corresponde para asegurar la disponibilidad de capacidad en el sistema gasista. Se hace notar que la máxima demanda diaria histórica de gas para generación eléctrica fue de 754 GWh, en todo caso superior a las cifras de demanda punta eléctrica planteadas para 2013-2017.

A partir del valor de punta diaria calculado de este modo para el año 2013, se han aplicado los porcentajes de variaciones interanuales coincidentes con las previsiones de demanda eléctrica peninsular que aporta REE en su escenario central.

Figura 3.1.4. Previsión de la demanda punta de gas natural para generación eléctrica.

GWh/día	2013	2014	2015	2016	2017
Escenario punta CNMC	491	497	502	510	514
Escenario punta Enagás	565	434	433	451	469

Fuente: Enagás y CNMC.

3.1.4. Previsión de la demanda total de gas natural 2013-2017.

La demanda total de gas natural se obtiene agregando la demanda para el mercado convencional y la demanda para el mercado de generación eléctrica (figura 3.1.5).

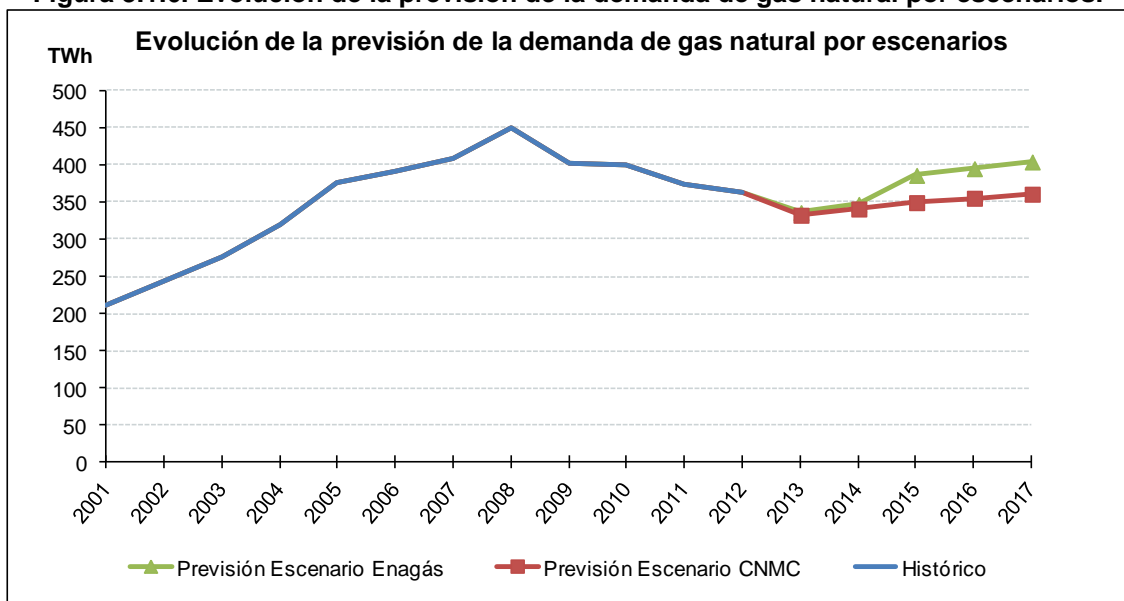
Figura 3.1.5. Previsión de la demanda anual de gas natural.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL					
ESCENARIO CNMC					
GWh	2013 (*)	2014	2015	2016	2017
Demanda convencional	276.358	283.571	291.531	296.506	301.481
Demanda generación eléctrica	56.945	57.253	57.832	58.745	59.201
Total demanda	333.303	340.824	349.363	355.251	360.682
ESCENARIO ENAGAS - Probable					
GWh	2013 (*)	2014	2015	2016	2017
Demanda convencional	276.358	285.000	293.000	298.000	303.000
Demanda generación eléctrica	56.945	62.000	93.000	97.000	101.000
C.T. Convencionales	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
C.T. Ciclo combinado	55.945	61.000	92.000	96.000	100.000
Total demanda	333.303	347.000	386.000	395.000	404.000

(*) Dato real provisional.
Fuente: CNMC.

La figura 3.1.6 muestra la evolución de la demanda total de gas natural desde 2001 a 2017.

Figura 3.1.6. Evolución de la previsión de la demanda de gas natural por escenarios.



Fuente: CNMC.

3.1.4.1. 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.

Se ha considerado un único escenario (escenario CNMC) que servirá de base para la simulación la cobertura de la demanda, teniendo en cuenta las infraestructuras existentes y previstas en el horizonte temporal de este estudio.

Figura 3.1.7. Previsión de demanda punta en el escenario CNMC.

GWh/día	2013	2014	2015	2016	2017
Escenario de punta CNMC	1.771	1.810	1.852	1.883	1.910
Punta convencional	1.280	1.313	1.350	1.373	1.396
Punta generación eléctrica	491	497	502	510	514

Fuente: CNMC.

Por tanto, la demanda punta prevista para los años 2016 y 2017 es superior a la punta histórica de demanda (1.863 GWh/día, alcanzada en diciembre de 2007).

3.1.4.2. Previsión de la demanda invernal media diaria de gas natural.

El valor de la demanda media de gas natural de un día laborable del periodo invernal permite realizar un análisis del grado de utilización medio previsible de las infraestructuras de entrada (capítulo 6). Este análisis aproxima el comportamiento del sistema, y relaciona las entradas necesarias por los distintos puntos del sistema y los mínimos técnicos de funcionamiento de las infraestructuras, particularmente de sus plantas de regasificación.

Para su cálculo, se han empleado los promedios de los valores de demanda de los días laborables de la temporada invernal del año 2013. Para los años 2014-2017 se han obtenido los valores aplicando los factores de crecimiento de las demandas convencional y eléctrica estimadas en el escenario CNMC.

Figura 3.1.8. Previsión de la demanda para un día laborable medio en el período invernal.

GWh/día	2013	2014	2015	2016	2017
Demanda media diaria invernal	1.076	1.103	1.131	1.150	1.167
Convencional invernal	897	920	946	962	978
Generación eléctrica invernal	179	183	185	188	189

Fuente: CNMC y GTS.

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 calidad de operador del sistema eléctrico español, y enviadas a esta Comisión en el ámbito de este informe marco en octubre de 2013.

En la estimación de la demanda anual a largo plazo se tienen en cuenta los factores de crecimiento de la actividad económica y laboralidad, factores 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 descendente en los próximos años, de acuerdo con los últimos estudios de proyección poblacional (2012-2052) 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 calendario, 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.

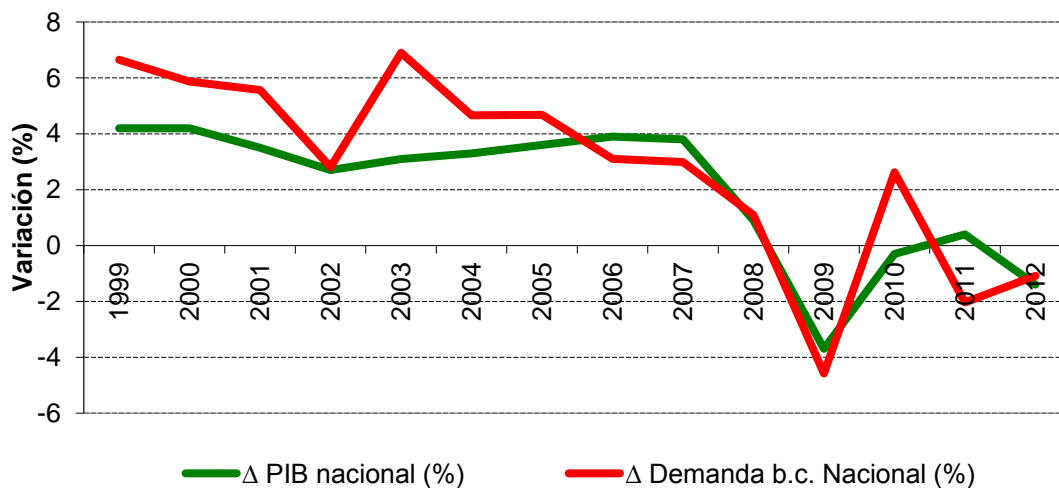
Por otra parte, el efecto temperatura es de gran importancia dada la sensibilidad que presenta la demanda ante variaciones importantes de la temperatura en el corto plazo. Sin embargo, no es un factor relevante en la realización de un estudio a largo plazo, para el que se tienen en cuenta los históricos 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 experimentó un fuerte crecimiento en la primera década del siglo XXI por efecto de 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 mantenía el consumo en el sector

industrial. Así, 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, a partir del 2006, el crecimiento de la demanda eléctrica fue en general 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

Ya se ha mencionado en el capítulo anterior que la demanda de energía eléctrica peninsular ha venido creciendo anualmente hasta el 2008. En el 2009, la demanda de energía eléctrica disminuyó un 4,7%, motivada por el empeoramiento de la situación económica del país a lo largo de dicho año y un decrecimiento del PIB (-3,7%) que no ocurría en España desde el año 1993. En el año 2010, la demanda de energía eléctrica peninsular creció de nuevo un 2,9% motivada por una ligera mejora del PIB que aunque cayó sólo lo hizo un 0,3%. Sin embargo en 2011 la demanda eléctrica volvió a caer, aunque en menor medida que en 2009, a pesar de que el PIB se incrementó. Finalmente, en 2012, la demanda eléctrica vuelve a contraerse 1,3%, del orden de la reducción experimentada por el PIB.

3.2.1. Demanda anual y punta de energía eléctrica peninsular en el periodo 2013 a 2017

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 laboralidad (según calendario).

La previsión de la demanda del operador del sistema para el periodo 2013-2017, en línea con el escenario económico esperado, considera una nueva caída en el año en curso y una recuperación moderada en los años siguientes hasta el fin del periodo objeto de estudio.

Se muestran a continuación los tres escenarios de evolución de demanda peninsular desarrollados por el Operador del Sistema. Se hace notar que para los dos primeros años se presenta un único escenario, y que los valores de demanda previstos son en general inferiores a los que se incluyeron en el anterior Informe Marco 2012.

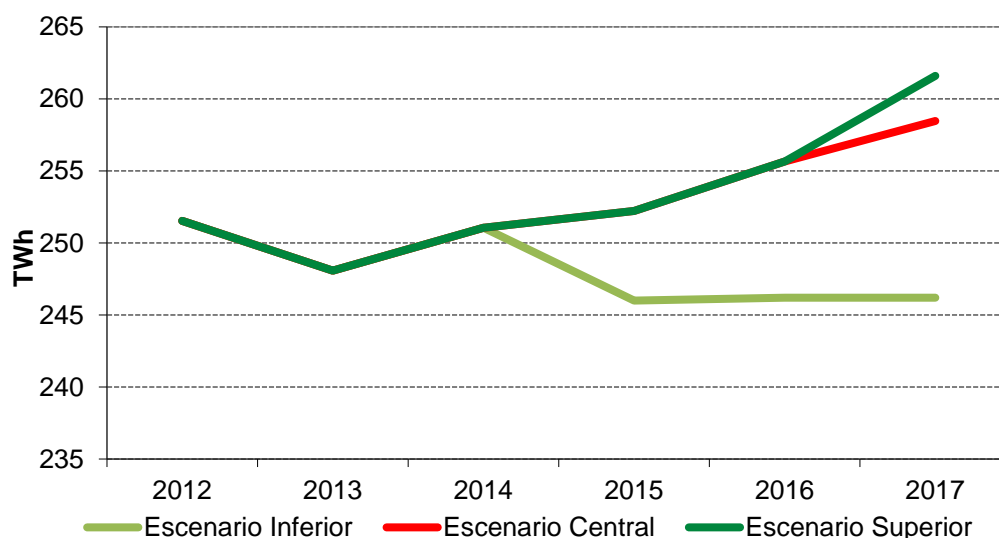
Figura 3.2.2. Previsión del crecimiento de demanda de electricidad en el periodo 2013-2017.

Año	Escenario Inferior		Escenario Central		Escenario Superior	
	Demanda (TWh)	Variación interanual (%)	Demanda (TWh)	Variación interanual (%)	Demanda (TWh)	Variación interanual (%)
2013			248 ¹⁰	-1,4%		
2014			251	1,2%		
2015	246	-2,0%	252	0,5%	252	0,5%
2016	246	0,1%	256	1,4%	256	1,4%
2017	246	0,0%	258	1,1%	262	2,3%

Fuente: REE

De esta forma, se presenta una situación de evolución de la demanda, como la que muestra la figura 3.2.3, la cual parte del dato real de 2012.

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



Fuente: REE y CNMC

¹⁰ Según el Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español 2013, publicado por Red Eléctrica de España el 20 de diciembre de 2013, la demanda ha sido este año 246 TWh, lo que supone una reducción de 2,3% respecto al año anterior. Una vez descontada la influencia de la laboralidad y la temperatura, resulta una variación de la demanda de -2,1% atribuible a la actividad económica.

Por otra parte, el Operador del Sistema efectúa también una previsión de demanda punta de potencia para el periodo analizado en tres escenarios diferentes. Estos escenarios están basados en los de demanda anual, considerando rachas de temperatura más o menos desfavorables, según valores históricos de racha de temperatura más fría en invierno y más calurosa en verano, o bien desfavorables pero no extremas, y moderando en su caso la efectividad de la aplicación de medidas de gestión de la demanda adicionales a las existentes en la actualidad (Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España). En los escenarios central y superior se observa una tendencia creciente continuada, aunque más suave que la prevista en estudios anteriores para aproximadamente el mismo periodo.

En este estudio no se ha utilizado el escenario central de puntas de demanda del operador del sistema, ya que sólo difiere del escenario superior en el último año, por lo que aporta poco valor añadido a los resultados. Por otra parte, además del escenario inferior del operador del sistema se ha considerado un escenario adicional, estimado por la CNMC, basado en una tendencia continuista de las puntas de demanda en valores relativamente bajos, dado que en los últimos años las puntas han estado contenidas a pesar de haberse presentado rachas desfavorables de temperatura.

La figura 3.2.4 muestra las puntas de demanda de potencia previstas en los distintos escenarios considerados: el Escenario Superior previsto por el operador del sistema, como escenario más desfavorable desde el punto de vista de la seguridad del sistema, el Escenario Inferior previsto por el operador del sistema y el Escenario Continuista calculado por esta Comisión. Este último como escenario más probable, tanto en invierno como en verano. Al igual que ocurría con las previsiones de demanda, los valores presentados son en general inferiores a los previstos en el Informe Marco 2012, especialmente en los últimos años del periodo analizado.

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

Invierno				Verano			
Punta de demanda (MW)	Esc. Inferior Continuista	Esc. Inferior OS	Esc. Superior OS	Punta de demanda (MW)	Esc. Inferior Continuista	Esc. Inferior OS	Esc. Superior OS
2013/14	41.224	45.000		2013		37.399 ^(*)	
2014/15	41.420	45.000		2014	38.944		40.700
2015/16	41.739	44.500	45.500	2015	39.129	39.900	40.700
2016/17	42.469	44.500	46.000	2016	39.674	39.900	41.200
2017/18	43.212	44.500	47.000	2017	40.122	39.900	42.200

(*) El dato de verano 2013 corresponde con valor real registrado el 10 de julio de 2013, entre las 13:00 y las 14:00.

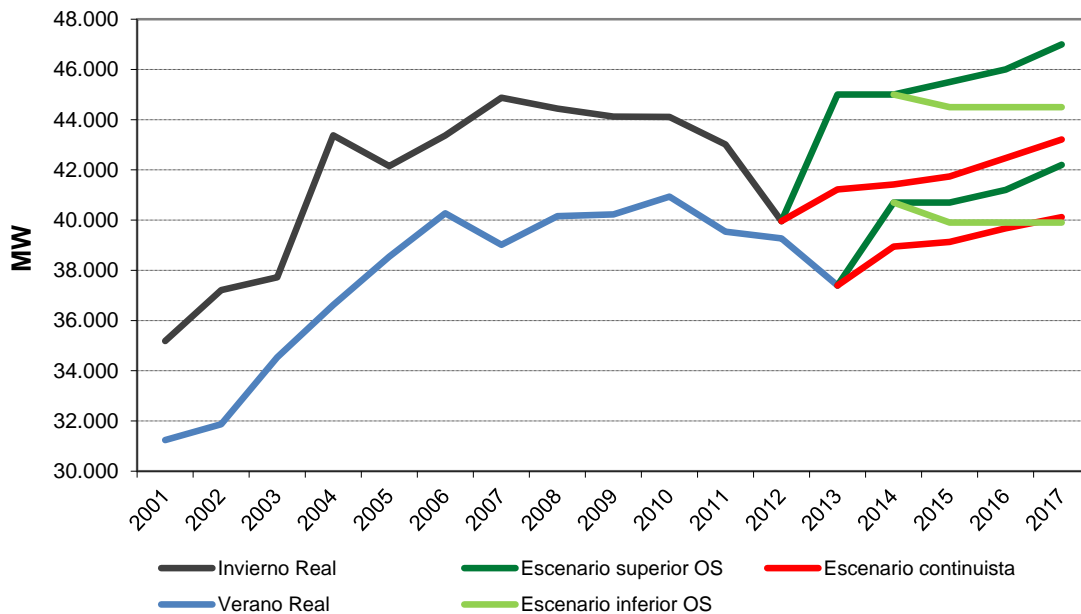
Fuente: REE y CNMC

El crecimiento de las puntas de invierno no es paralelo a 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. Destaca en 2012 la proximidad de ambas puntas de demanda.

No obstante lo anterior, en el largo plazo sí se observa una misma tendencia de evolución. Tanto la punta de demanda de invierno como la de verano han experimentado un crecimiento continuado hasta el año 2006; observándose en los años siguientes un estancamiento de ambas puntas y finalmente, en los últimos años, una importante reducción de la punta de invierno.

Las figura 3.2.5 muestra gráficamente la evolución real y prevista de la punta horaria máxima de demanda de potencia para los periodos invernal y estival, en todos los escenarios considerados.

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 $n+1$).



Valores reales hasta invierno 2012/2013 y verano 2013, previsiones en los años siguientes.
 Fuente: REE y CNMC

3.2.2. Demanda anual y punta de energía eléctrica extrapeninsular en el periodo 2013 – 2017

Durante el periodo 1999 – 2012 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. A partir del año 2009, sin embargo, se han producido disminuciones de la demanda en el sistema extrapeninsular, concretamente en el año 2010 respecto al 2009 se ha alcanzado un decrecimiento de un 2,2%, debido a la coyuntura económica desfavorable general. En el año 2011 se mantuvo esta tendencia aunque de forma menos acusada, registrándose una disminución de la demanda de un 1% respecto a valores de 2010. Por fin en 2012 se ha observado un cambio de esta tendencia, con un tímido crecimiento de la demanda de un 0,7% respecto a valores del periodo anterior.

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

Figura 3.2.6. Previsiones de demanda de energía (GWh) e incrementos interanuales.

Sistemas (GWh)	2013	Δ% 2013/2012	2014	Δ% 2014/2013	2015	Δ% 2015/2014	2016	Δ% 2016/2015	2017	Δ% 2017/2016
Gran Canaria	3.458,0		3.510,0		3.570,0		3.639,0		3.716,0	
Tenerife	3.480,0		3.559,0		3.647,0		3.744,0		3.853,0	
Lanzarote-Fuerteventura	1.441,0		1.480,0		1.523,0		1.571,0		1.623,0	
La Palma	263,0		267,0		272,0		277,0		283,0	
La Gomera	71,0		72,6		74,3		76,3		78,5	
Hierro	44,9		46,2		47,6		49,1		50,8	
Total Canarias	8.757,9	-1,4%	8.934,8	2,0%	9.133,9	2,2%	9.356,4	2,4%	9.604,3	2,6%
Mallorca-Menorca	4.762,0		4.861,0		4.972,0		5.097,0		5.236,0	
Ibiza-Formentera	835,0		860,0		888,0		918,0		951,0	
Total Baleares	5.597,0	-3,8%	5.721,0	2,2%	5.860,0	2,4%	6.015,0	2,6%	6.187,0	2,9%
Ceuta	210,0	-0,9%	228,0	8,6%	244,0	7,0%	250,0	2,5%	255,0	2,0%
Melilla	211,0	-2,9%	222,0	5,2%	232,0	4,5%	237,0	2,2%	244,0	3,0%
TOTAL EXTRAPEN.	14.775,9	-2,3%	15.105,8	2,2%	15.469,9	2,4%	15.858,4	2,5%	16.290,3	2,7%

Fuente: REE y CNMC.

Según estas estimaciones realizadas por el Operador del Sistema se prevé una paulatina recuperación de demanda de energía a partir de 2014, acorde con las circunstancias económicas generales esperadas.

En la ciudad autónoma de Ceuta se espera un importante incremento de la demanda en el año 2014, superior a un 8%, 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 2014 en la ciudad autónoma de Melilla, de más de un 5%. La previsión de demanda en estos sistemas pequeños plantea incertidumbres relativas a la entrada de consumos singulares (polígonos industriales, urbanizaciones, hospitales, desaladoras...), que provocan grandes variaciones en los crecimientos efectivos de demanda y de punta de demanda respecto a los previstos por crecimiento vegetativo. En el corto plazo se ha tenido en cuenta la información disponible acerca de las previsiones de demandas singulares facilitadas por las Administraciones Autonómicas y empresas distribuidoras locales.

En los sistemas mayores, el Canario y el Balear, se esperan crecimientos sostenidos a partir de 2014 de aproximadamente un 2%.

Respecto a 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.

Figura 3.2.7. Previsiones de potencia punta en barras de central (MW).

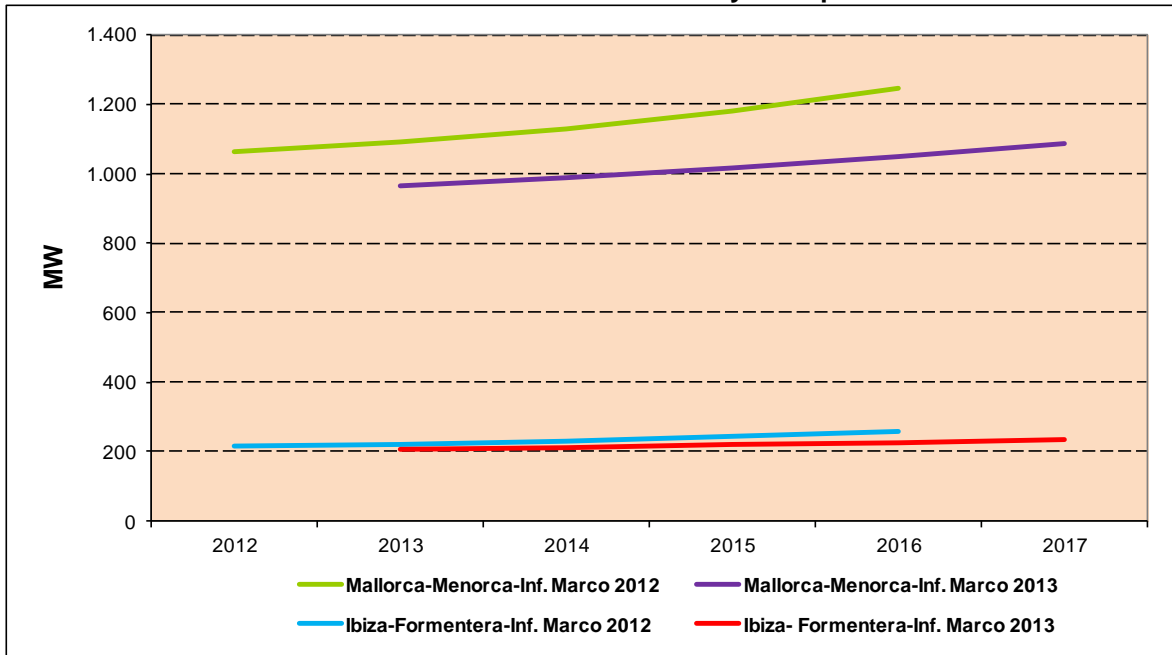
Sistemas (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Gran Canaria	562	575	589	606	623
Tenerife	563	578	595	613	633
Lanzarote-Fuerteventura	247	254	262	271	280
La Palma	46	48	50	52	54
La Gomera	12	12	13	13	13
Hierro	7	8	8	8	9
Total Canarias	1.437	1.475	1.516	1.562	1.613
Mallorca-Menorca	965	990	1.019	1.050	1.085
Ibiza-Formentera	205	212	219	227	236
Total Baleares	1.169	1.202	1.238	1.277	1.321
Ceuta	36	40	44	46	47
Melilla	37	38	42	43	44
TOTAL EXTRAPENINSULARES	2.679	2.755	2.840	2.928	3.024

Fuente: REE y elaboración propia

Las previsiones de demanda de potencia punta, aunque mantienen una moderada tendencia al alza, resultan claramente inferiores 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 experimentó a partir del año 2008 y que se ha

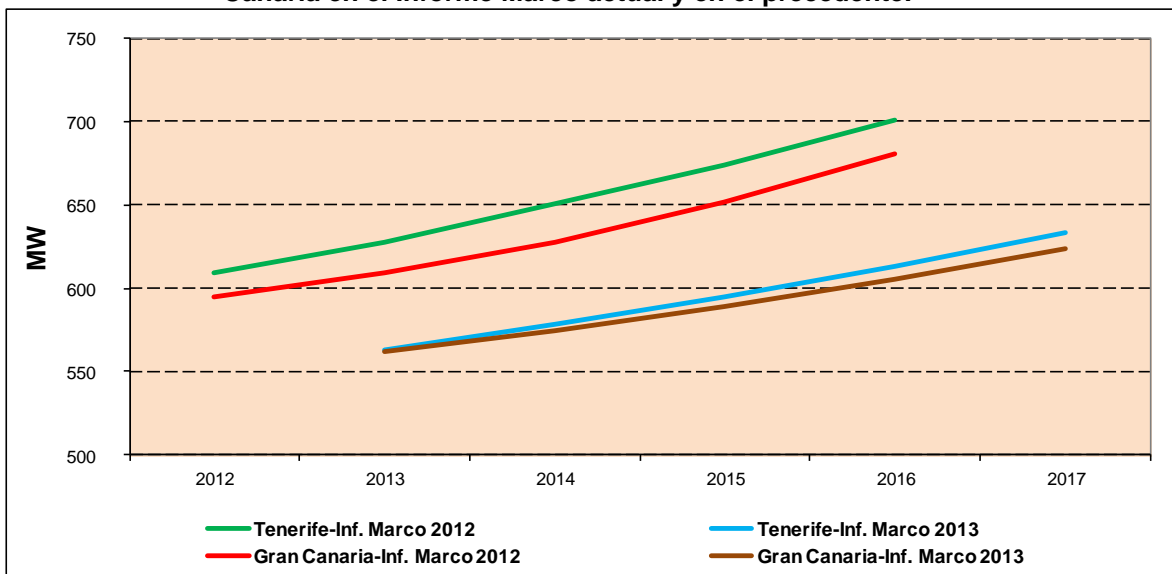
prolongado hasta el momento del estudio de previsión de demanda y análisis de cobertura realizado por el Operador de Sistema para el Informe Marco en octubre de 2013, y para la que parece preverse una cierta duración en el tiempo. Esto puede observarse claramente en los gráficos siguientes.

Figura 3.2.8. Previsiones de potencia punta de los subsistemas de Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera en el Informe Marco actual y en el precedente.



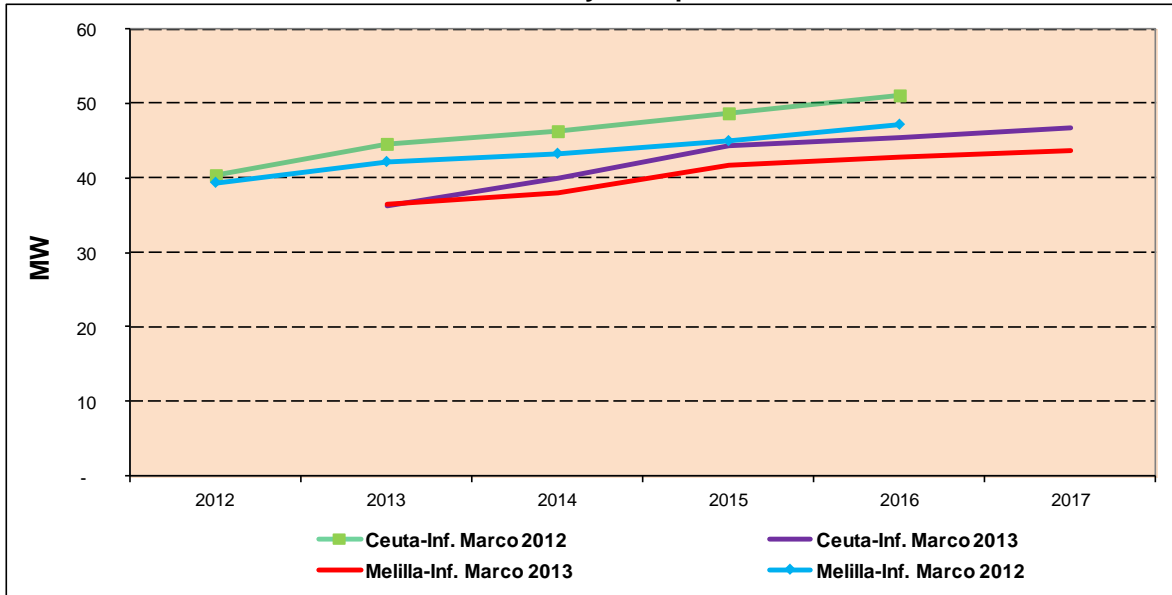
Fuente: REE y CNMC

Figura 3.2.9. Previsiones de potencia punta de los subsistemas de Tenerife y Gran Canaria en el Informe Marco actual y en el precedente.



Fuente: REE y CNMC

Figura 3.2.10. Previsiones de potencia punta de los subsistemas de Ceuta y Melilla en el Informe Marco actual y en el precedente.



Fuente: REE y CNMC

4. LA PREVISIÓN DE LA OFERTA DE ENERGÍA

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 las importaciones procedentes de diversos orígenes, siendo la participación del gas nacional muy pequeña, dada la escasez de reservas nacionales. El gas natural se importa en España bien a través de gasoductos o bien mediante buques metaneros que descargan el gas natural licuado en las plantas de regasificación.

La oferta de gas natural 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 desde marzo de 2011 directamente desde Argelia a través del gasoducto Medgaz, además de a través de las conexiones con Francia, con origen principalmente en Noruega. Asimismo, está en proceso de incrementarse la capacidad de importación y exportación de gas natural a través de las interconexiones con Francia, según lo acordado por los operadores de redes de transporte de España y Francia en el marco del procedimiento de Open Season para el desarrollo de nuevas infraestructuras entre ambos países, procedimiento que ha sido apoyado y promovido por las dos administraciones y las entidades reguladoras española (CNMC) y francesa (CRE).

La oferta de GNL es, en cambio, accesible a escala mundial, pudiendo importarse gas a España desde cualquier país que disponga de capacidad de licuefacción. Desde el año 2008 han aumentado los países productores de GNL, con la incorporación de Noruega, Guinea Ecuatorial, Yemen o Perú.

En 2012 la procedencia de las importaciones de GNL en España ha estado muy diversificada, siendo Nigeria el principal origen con un 25,2% del GNL total importado, seguida de Qatar (19,4%), Argelia (17,5%), Perú (11,9%), Trinidad y Tobago (11,6%), Noruega (8,2%) y Egipto (3,0%), destacando los aumentos de Bélgica, Noruega y Perú y el notable descenso de Egipto (-72,4%) y Nigeria (-19,2%) respecto a 2011, debido a las paralizaciones de las plantas de GNL por los conflictos internos en ambos países durante 2012.

También es destacable el descenso en el conjunto de importaciones de GNL de los principales proveedores del mercado español (Nigeria, Egipto, Qatar, Trinidad y Tobago) debido al aumento de las importaciones por gasoducto desde Argelia (14,1% más que en 2011) por el nuevo gasoducto del Medgaz. Además se ha dejado de importar GNL desde otros países como Omán, Libia o EEUU.

Previsión de la Oferta de GNL en el mundo.

A finales de 2012 había en el mundo 18 países productores de GNL, con una producción total de GNL de 239,1 Mt (321,8 bcm) lo que representa un descenso del 1,6% con respecto a 2011.

Qatar ha sido el primer productor mundial de GNL, con 77,9 Mt de GNL (un 32,6% de la producción mundial), lo que le convierte en el principal proveedor del mercado de GNL, y por su ubicación geográfica puede destinar sus cargamentos tanto hacia la cuenca atlántica como a los países asiáticos.

En 2012 cabe destacar el aumento de la producción de GNL de Australia (+10,8%), Noruega (+5,9%), Rusia (+5,0%) y Qatar (+3,1%), y el descenso de la producción de Yemen (-29,9%), Egipto (-19,2%), y Argelia (-12,8%). La producción de Libia fue inexistente debido a los problemas internos del país. Además de estos países, recientemente se ha incorporado también a este grupo Guinea Ecuatorial, Rusia y Yemen, y en 2013 está previsto que lo haga la nueva planta de licuación de Angola.

Figura 4.1.1: Producción de GNL en 2012.

	2012 (Producción Real)		
	Mt	Bcm	%
Cuenca Atlántica	57,8	77,7	24,16%
Argelia	10,9	14,7	4,56%
Egipto	5,2	7,0	2,16%
Guinea Ecuatorial	4,0	5,4	1,68%
Libia	-	-	-
Nigeria	20,0	26,9	8,36%
Noruega	3,3	4,4	1,37%
Trinidad y Tobago	14,4	19,4	6,02%
Oriente Medio	96,3	129,6	40,27%
Abu Dhabi	5,5	7,4	2,31%
Omán	8,1	10,9	3,39%
Qatar	77,9	104,8	32,57%
Yemen	4,8	6,4	1,99%
Cuenca Pacífica	85,0	114,5	35,57%
Australia	21,0	28,3	8,80%
Brunei	6,8	9,1	2,84%
EE.UU	0,2	0,3	0,09%
Indonesia	19,0	25,6	7,95%
Malasia	23,1	31,2	9,68%
Perú	3,9	5,3	1,64%
Rusia	10,9	14,7	4,57%
TOTAL (Mt)	239,1	321,8	100,00%

Fuente: Waterborne LNG Production tracker

En relación con la capacidad de producción de GNL (capacidad de licuefacción), está previsto que continúe incrementándose en los próximos años con la entrada en operación de nuevas plantas de licuefacción, varias de las cuales ya se encuentran en fase de construcción, según se muestra en la figura 4.1.2.

Figura 4.1.2: Previsión de nuevas plantas de licuefacción.

País	Proyecto	Capacidad Mt/año	Fecha estimada de arranque	Estado
Australia	Pluto	4,8	2012	En pruebas
Angola	Angola LNG	5,2	2013	En pruebas
Papua Nueva Guinea	PNG LNG	6,6	2014	En construcción
Australia	Queensland Curtis LNG	8,5	2014	En construcción
Australia	Gorgon	15	2014	En construcción
Indonesia	DS LNG	2	2015	En construcción
Argelia	Skikda	4,7	2015	Sin iniciar
Australia	GLNG	7,8	2015	En construcción
Australia	Wheatstone LNG	8,9	2016	En construcción
Australia	Australia Pacific	9	2016	En construcción
EE.UU	Sabine Pass	18	2016/18	Sin iniciar
Australia	Prelude FLNG	3,6	2017	En construcción
Australia	Ichthys	8,5	2018	En construcción
Canada	Kitimat	5	2018	Sin iniciar
TOTAL (Mt)		107,6		

Fuente: Waterborne LNG Production tracker

En el periodo 2013-2018, los proyectos de licuefacción mundial en construcción incrementarán la capacidad en torno a un 24%, hasta alcanzar los 343,7 Mt/año (462,6 bcm/año), siendo notable el incremento en la capacidad de licuefacción esperado en Australia (+66,1 Mt/año), EE.UU (+18 Mt), Papúa Nueva Guinea (+6,6 Mt), Angola (+5,2 Mt) y Argelia (+4,7 Mt).

Se desconoce la situación de la planta de licuefacción de Marsa El Brega (Libia), cuya vuelta a la producción podría requerir importantes trabajos de renovación y ampliación.

A partir del año 2016, las previsiones de nuevas inversiones en plantas de licuación son mucho más inciertas, en particular por la incertidumbre en la evolución de la producción de gas no convencional y la evolución del precio del gas.

Cabe destacar que en Estados Unidos hay entre 6 y 14 proyectos de construcción de plantas de licuación, principalmente mediante la transformación de las plantas de regasificación en plantas de licuación, para exportar los excedentes de gas derivados del incremento de producción de gas no convencional y aprovechar el diferencial de precios del gas entre el mercado americano y el asiático. Existe todavía una gran incertidumbre sobre la construcción de la mayoría de estos proyectos, que podrían convertir a Estados Unidos en un importante país exportador de GNL a partir de 2016.

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 2012 se encuentran operando en el mundo 93 plantas de regasificación, con una capacidad total de 902 bcm, aproximadamente tres veces la capacidad de licuefacción. Cabe destacar que en el periodo 2013-2016 hay proyectadas 29 nuevas terminales de regasificación, así como la ampliación de otras 7.

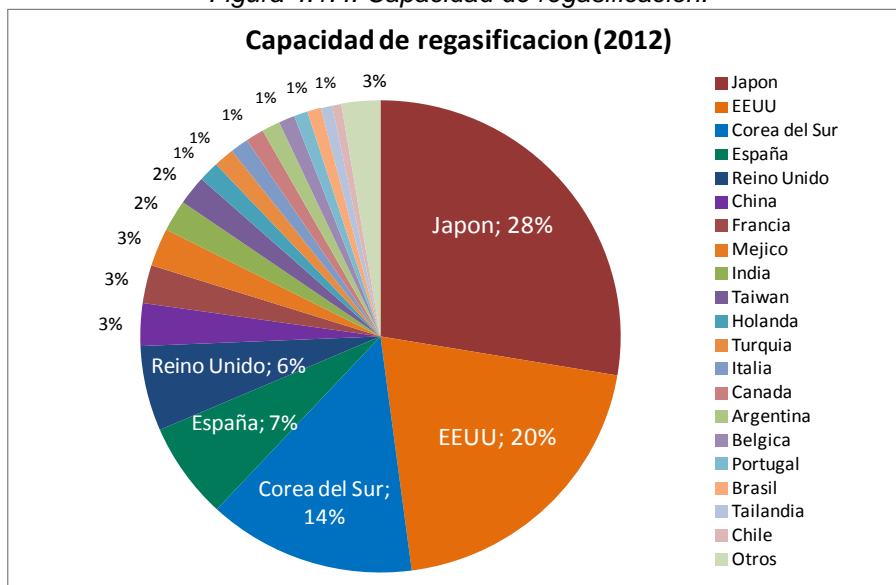
Figura 4.1.3: Capacidad de regasificación.

Plantas de regasificación	En operación 2012
Europa	21
América	24
Asia – Oriente Medio	48
TOTAL	93
Capacidad regasificación (bcm/año)	902

Fuente: GiGNL

Los cinco principales países por capacidad de regasificación que tienen el 74% de la capacidad mundial son Japón (28%), EE.UU (20%), Corea del Sur (14%), España (7%) y Reino Unido (6%).

Figura 4.1.4: Capacidad de regasificación.



Fuente: IGU World LNG Report 2013.

En 2012, la cantidad de GNL importado por España supuso el 32,1% del total de GNL importado por Europa, lo que le situó como el primer país europeo importador de GNL, seguido por Reino Unido con un 21,6%, Francia con un 15,8%, Turquía con un 11,8% e Italia con un 10,8%.

Las importaciones totales de GNL a Europa de 2012 presentan un descenso del 26,3% con respecto al año 2011, motivado principalmente por el descenso

en las importaciones de GNL al Reino Unido (-8.246 miles de t), a Francia (-3.087 miles de t), a España (-2.073 miles de t) y a Bélgica (-1.569 miles de t), y a pesar del aumento de las re-exportaciones (+1.878 miles de t).

El saldo neto de importaciones de GNL de Estados Unidos se ha reducido de 21 bcm en 2007 hasta 3 bcm en 2012.

En el año 2012, también hay que destacar el incremento de las importaciones de GNL del mercado asiático: Japón sube de 107 a 118 bcm (por la parada de la generación nuclear tras el Tsunami), mientras que las importaciones de GNL de Corea del Sur suben de 48,2 a 49,5 bcm y en China suben de 17,4 a 20 bcm.

Transporte marítimo.

En 2012 la flota de barcos metaneros en el mundo se mantuvo prácticamente constante con 378 buques, a pesar de haberse suministrado 2 nuevos metaneros.

Del total de la flota, 138 buques han sido construidos en los últimos 5 años, acompañando el crecimiento del consumo mundial de GNL. Cabe destacar asimismo el aumento de la capacidad de los buques construidos en los últimos años.

Previsión de la oferta de gas natural por orígenes.

Los siguientes apartados muestran las previsiones de oferta en España para el período 2013-2017.

Para ello, las comercializadoras, que corren a cargo de manera exclusiva con el aprovisionamiento de gas desde la desaparición del mercado a tarifa, han facilitado la información sobre sus contratos de aprovisionamiento, indicando el país de procedencia del gas natural, la forma de transporte del 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, teniendo un alto grado de incertidumbre al estar basadas en las previsiones de evolución del mercado y de las expectativas en la captación de clientes. Estas previsiones siguen siendo este año más inciertas si cabe, en el contexto actual de descenso de la demanda debido a la crisis económica en España, de la que se desconoce cuál será su verdadero alcance y su extensión en el tiempo.

La figura 4.1.5 muestra la previsión de la oferta de gas natural para el periodo 2013-2017 de acuerdo con la información remitida a la CNMC por las comercializadoras. Estas previsiones no tienen en consideración las posibles restricciones técnicas, de capacidad, funcionamiento u otras, que pudieran existir en las infraestructuras del sistema gasista.

Figura 4.1.5. Distribución por país de origen de la oferta de gas prevista para 2013-2017

ZONA GEOGRÁFICA	2013 GWh	2014 GWh	2015 GWh	2016 GWh	2017 GWh
Total gasoducto	179.831	168.826	172.721	180.607	187.315
Argelia GN (Magreb)	96.504	95.047	95.734	97.798	103.799
Argelia GN (Medgaz)	43.613	44.090	44.997	50.819	51.326
Noruega GN	26.000	19.000	22.000	22.000	22.000
España	500	-	-	-	-
Francia	6.983	8.760	8.760	8.760	8.760
Varios GN	6.231	1.929	1.230	1.230	1.430
Total GNL	269.798	278.787	277.919	276.922	272.757
Cuenca Atlántica	90.469	92.105	91.458	92.064	92.064
Noruega GNL	20.118	19.654	19.654	19.956	19.956
Nigeria	40.651	38.651	40.505	40.807	40.807
Trinidad & Tobago	29.700	33.800	31.300	31.300	31.300
Cuenca Mediterránea-Oriente Medio	70.935	70.567	70.274	70.576	70.576
Argelia GNL	34.310	34.310	34.164	34.466	34.466
Egipto	3.057	3.057	2.910	2.910	2.910
Qatar	33.568	33.200	33.200	33.200	33.200
Varios GNL	108.394	116.115	116.187	114.282	110.117
Sin especificar origen (GN+GNL)	8.630	1.673	2.017	2.361	2.774
Total Oferta	458.258	449.285	452.656	459.889	462.845

Fuente: Empresas comercializadoras.

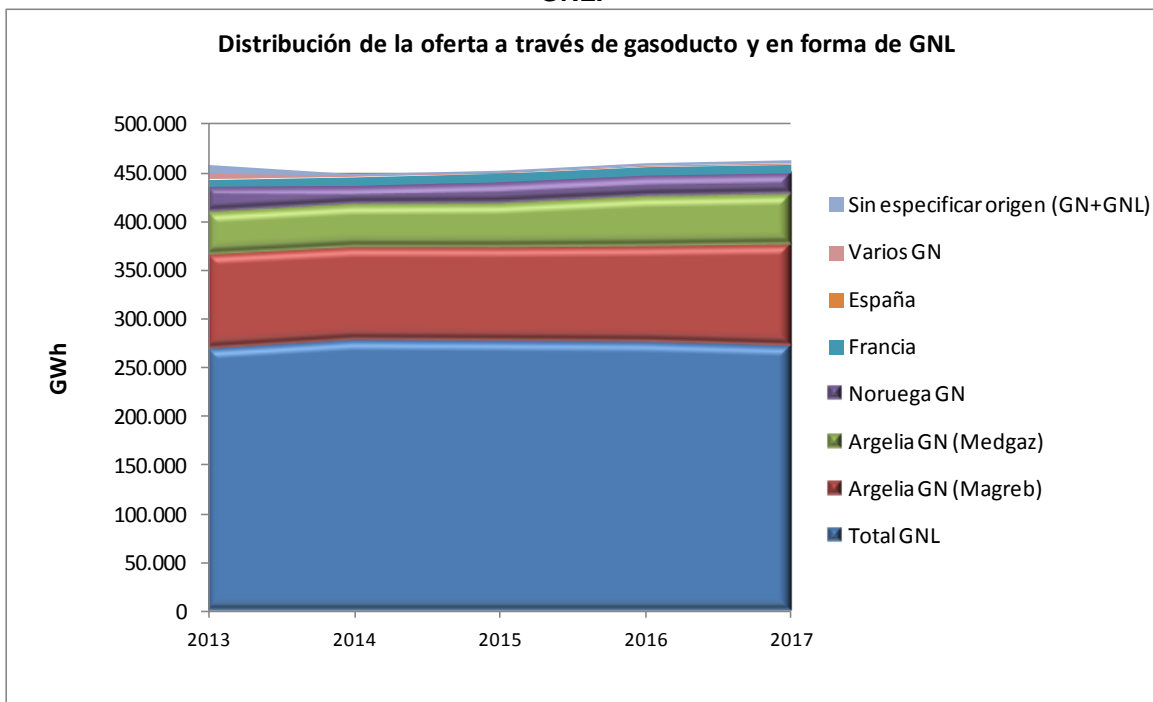
Las previsiones de oferta muestran, tras la caída de 2014, una tendencia levemente creciente en el conjunto de aprovisionamientos al sistema español hasta 2017, con un crecimiento moderado de las importaciones a través de gasoducto desde 2014, impulsada fundamentalmente por el crecimiento del gas importado a través de Medgaz, cuya entrada en funcionamiento se produjo en 2011. El gas introducido a través de esta nueva conexión internacional superará los 50 TWh anuales a partir de 2016. Con ello, el volumen de gas importado por gasoducto aumentará en casi un 4,2%, pasando de los 179,8 TWh en 2013, a los 187,3 TWh en 2017.

El volumen de gas importado en forma de GNL aumentaría en un 1,1%, desde los 269,8 TWh de 2013 hasta 272,8 TWh en 2017, con un máximo de importaciones de GNL de 278,8 TWh en 2014 que irían decreciendo hasta 2017.

Los altos precios del GNL en el mercado internacional favorecen en la actualidad las importaciones a través de las conexiones internacionales por gasoducto, por lo que las reducciones de la demanda de gas en España se han traducido en un descenso en las importaciones de GNL, dado que el GNL puede ser destinado a otros mercados.

De mantenerse estas condiciones de precios, cabe esperar un equilibrio cercano al 50% entre importaciones por gasoducto e importaciones por GNL.

Figura 4.1.6. Distribución de la oferta de gas natural a través de gasoducto y en forma de GNL.



Fuente: Elaboración CNMC con datos de las empresas comercializadoras

De acuerdo con la previsión de oferta remitida a la CNMC por los comercializadores, no se aprecian cambios drásticos en la diversificación de suministros en los próximos años.

En relación con el grado de utilización de la capacidad de importación de gas al sistema español, de forma general se puede afirmar que existe capacidad disponible para los próximos años tanto en los gasoductos de importación por conexiones internacionales como en las plantas de regasificación.

En las conexiones internacionales por gasoducto, la que tiene menos capacidad disponible es la conexión con Francia, con un alto nivel de utilización en sentido importación. La conexión internacional con Marruecos por Tarifa (gasoducto de Magreb-Europa) tiene también un alto grado de utilización. Respecto a la conexión del gasoducto Medgaz, por el que se comenzó a importar gas de forma directa desde Argelia a partir del primer trimestre de 2011, se espera también un incremento gradual en el nivel de utilización, llegando hasta los 50.000 GWh a partir de 2016 según las últimas previsiones.

La situación de las plantas de regasificación es diferente. El nivel de utilización de las plantas de GNL ha seguido una senda decreciente en los últimos años, a medida que se han ido construyendo nuevas plantas y se ha ido poniendo en

servicio nueva capacidad de regasificación, además de la entrada en funcionamiento de Medgaz. Su evolución en los próximos años dependerá de la demanda, de la penetración de contratos a corto plazo y spot en la cesta de aprovisionamientos, y la relación entre los precios del GNL en mercados internacionales y los del gas por gasoducto en contratos a largo plazo.

En definitiva, cabe afirmar, en líneas generales, que las conexiones internacionales de importación de gas por gasoducto presentan un nivel de utilización mayor que los terminales de regasificación de GNL, teniendo un peso tradicionalmente mayor los contratos de largo plazo en el gas importado por gasoducto que en la importación a través de GNL, donde, aunque también es mayoritaria la contratación a largo plazo, cada vez es mayor la penetración de contratos a corto plazo y spot.

4.2. Previsión de la oferta de producción de energía eléctrica.

A continuación se detalla la previsión de oferta de producción de energía eléctrica para el período 2013 a 2017, 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 2012 se refleja en la figura 4.2.1.

Figura 4.2.1. Potencia eléctrica instalada en España a 31-12-2012.

RÉGIMEN ORDINARIO	Potencia peninsular (MW)	Potencia extrapeninsular (MW)	Potencia total (MW)
Hidráulica	17.761	1	17.762
Nuclear	7.853	0	7.853
Carbón	11.247	510	11.757
Fuel/gas	520	2.722	3.242
CCTG	25.340	1.858	27.198
TOTAL	62.721	5.091	67.812
RÉGIMEN ESPECIAL	Potencia peninsular (MW)	Potencia extrapeninsular (MW)	Potencia total (MW)
Cogeneración	6.016	44	6.060
Eólica	22.469	149	22.618
Hidráulica	2.032	0	2.032
Solar	6.253	238	6.491
Otros	2.013	78	2.091
TOTAL	38.783	509	39.292
TOTAL POTENCIA	101.504	5.600	107.104

Fuente: REE, Endesa (Régimen Ordinario Extrapeninsular) y CNMC (Régimen Especial).

4.2.1 Régimen ordinario en el sistema peninsular

Desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la construcción de nuevas centrales de generación se convirtió en una actividad liberalizada, sometida únicamente a la libre decisión de las empresas generadoras. Las nuevas instalaciones deben ser autorizadas mediante un procedimiento administrativo de carácter reglado.

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 esperado de la demanda energética y de las condiciones del mercado y del suministro.

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, puede tener una influencia significativa, tanto la evolución de los precios del mercado, como la propia regulación vigente, tal es el caso de la retribución por disponibilidad o el tratamiento regulatorio de las restricciones técnicas y medioambientales.

Los escenarios de potencia instalada, altas y bajas previstas, que utilizados en este estudio para el periodo 2013-2017 se basan fundamentalmente en datos facilitados a la CNMC por los distintos agentes del sistema eléctrico: promotores de centrales de generación y operador del sistema. De esta forma, se han considerado dos escenarios:

- **Escenario Operador:** basado en las previsiones de evolución de potencia instalada presentadas por el operador del sistema.
- **Escenario Promotores:** partiendo de la potencia instalada a 31 de diciembre de 2012, se determina una senda de evolución según las intenciones de altas y bajas suministradas a esta Comisión por las empresas promotoras de instalaciones de generación eléctrica. Posteriormente se ajusta esta estimación en función de otros datos aparecidos con posterioridad a la remisión de información por parte de los promotores (por ejemplo, cancelaciones de autorizaciones administrativas o resolución de solicitudes de cierre de instalaciones), u otros datos disponibles que, a juicio de esta Comisión, pueden considerarse más actualizados.

Los escenarios de potencia instalada, así como las altas y bajas previstas, se presentan en valores de potencia neta, esto es, potencia en barras de central, una vez extraídos de la potencia en bornes de alternador los consumos auxiliares y las pérdidas de transformación. La potencia neta es la potencia que cada instalación pone efectivamente a disposición del sistema eléctrico.

Bajas previstas

Se ha tenido en cuenta en la estimación de posibles bajas de potencia que 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. En noviembre de 2013, sólo una de las centrales acogidas a las 20.000 horas de funcionamiento no se encuentra aún en proceso de cierre, aunque su titular ha manifestado la intención de proceder al mismo antes del 31 de diciembre de 2015.

Por otra parte, la nueva Directiva 2010/75/CE (Directiva de Emisiones Industriales, DEI), establece unos valores límites de emisión más restrictivos que los actuales a partir del 1 de enero de 2016. Para poder cumplir con estos límites, los generadores tendrían que acometer importantes inversiones en equipos de reducción de emisiones en las instalaciones que utilizan carbón como materia prima. A este respecto, en función de la aprobación del proyecto de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e Hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica, las instalaciones afectadas por esta Directiva podrían no optar por las inversiones necesarias, procediendo a un cierre inmediato o bien al fin del periodo concedido por la citada Directiva. Los titulares no muestran una intención clara al respecto, declaran sólo unos pocos cierres, advirtiendo que podrían ser más en función de las condiciones regulatorias y económicas. Por este motivo, en el Escenario Promotores se han considerado, además de las previsiones de baja indicadas por los titulares de las instalaciones, el cierre adicional de 752 MW de carbón en 2015, correspondientes a la potencia neta de las centrales cuyo cierre considera más probable esta Comisión.

Por otra parte, la puesta en marcha el 26 de febrero de 2011 del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro (RGS), establecido en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, también podría influir en las sendas de cierre de instalaciones. Este mecanismo incentivaría, mientras permanezca en vigor, la continuidad en estado operativo de gran parte de los grupos de generación que utilizan carbón autóctono como combustible principal; sin embargo, repercute en un menor funcionamiento de otras centrales de carbón e incluso de los ciclos combinados, que son retirados de la programación en la fase de reajuste posterior a la resolución de restricciones por garantía de suministro.

Como consecuencia de la existencia de incertidumbres y los efectos contrapuestos indicados en los párrafos precedentes, resulta complicado realizar una previsión precisa y fiable de los cierres que tendrán lugar en los próximos años, hasta 2017.

En la figura 4.2.2 se muestran las bajas de potencia instalada en los dos escenarios analizados. La senda de bajas difiere según el escenario, pero todos coinciden en la desaparición del parque existente de fuel-gas en el periodo considerado, así como de algunas de las centrales más antiguas de carbón, con costes variables más elevados, que podrían no obtener suficientes ingresos para justificar su disponibilidad.

Las bajas del escenario del operador del sistema se han calculado como diferencia entre las potencias netas instaladas de cada tecnología y año consideradas en su estudio de cobertura para el periodo invernal, por lo que son valores netos por tecnología y no tienen porqué coincidir exactamente con las bajas realmente previstas por el operador en todos los casos.

Dadas las circunstancias que rodean el posible cierre de la Central Nuclear de Garoña, ninguno de los dos escenarios considera su desaparición como potencia instalada, sin embargo, ambos tienen en cuenta su posible ausencia como potencia disponible en el análisis de cobertura, cuyos resultados se exponen en el capítulo siguiente de este informe.

Figura 4.2.2. Bajas estimadas de potencia instalada en el régimen ordinario para el período 2013 a 2017.

Bajas (MW)	2013	2014	2015	2016	2017	Total Periodo
Escenario Promotores	-144	-823	-951	-752	-2	-2.671
Escenario Operador	-145	0	-539	-1.200	-210	-2.094

Fuente: Agentes generadores, REE y CNMC.

Así, en cuanto a bajas, el Escenario Promotores resulta ser el más exigente en el cómputo global del periodo analizado, se debe esencialmente a la consideración de la retirada de la potencia equivalente a dos grupos de ciclo combinado de 400 MW, porque el agente titular indica su intención de proceder a su cierre. No se ha tenido en cuenta en este momento el efecto de una posible hibernación¹¹ de otras centrales de ciclo combinado, lo cual se verá en el cálculo de la potencia efectivamente disponible para la cobertura de la demanda.

Altas previstas

La situación actual de bajo crecimiento de la demanda (e incluso decrecimiento) y escasez de financiación no está facilitando la puesta en marcha de nuevas instalaciones de generación. La incertidumbre aumenta al alejarse del momento actual, ya que muchos proyectos, aunque disponen de autorización ambiental y/o administrativa, no tienen fecha prevista de puesta en marcha; estando sus promotores a la espera del desarrollo de los acontecimientos: evolución de la demanda, senda de cierres de otras tecnologías, desarrollo del nuevo mecanismo de pagos por capacidad antes citado, mejora de las condiciones financieras, etc.

Las altas en el periodo analizado se deben a la incorporación de nuevas centrales hidráulicas (principalmente de bombeo). También se prevén aumentos de potencia residuales en algunas centrales hidráulicas y térmicas. En ninguno de los dos escenarios se ha considerado la puesta en marcha de nuevas instalaciones de ciclo combinado. En la información recopilada por la CNMC, sólo una de ellas cumple el requisito de disponer de autorización administrativa a la vez que su promotor declara su entrada en operación comercial dentro del periodo analizado, concretamente el último año. Sin embargo, no se considera fiable su puesta en marcha, ya que ésta ha ido retrasándose año tras año y no se observan otros indicios de avance en el desarrollo del proyecto. El resto de promotores indican una fecha de puesta en marcha posterior a 2017 y/o su condicionamiento a las perspectivas de

¹¹ La nueva Ley del Sector Eléctrico introduce la posibilidad de proceder a un cierre temporal (o hibernación) de las instalaciones de producción, lo cual no estaba hasta ahora permitido por la regulación.

rentabilidad de la inversión necesarias. Además, en los últimos años ha tenido lugar la caducidad de algunas autorizaciones, por lo que la existencia de las mismas ya no se considera muestra de la fiabilidad del proyecto.

En la figura 4.2.3 se muestran las altas de potencia neta instalada consideradas en los dos escenarios utilizados. La senda de altas difiere entre los dos escenarios a grandes rasgos porque el Escenario Promotores retrasa respecto al Escenario Operador la entrada de algunas hidráulicas, según los plazos comunicados por su promotor. Como dato relevante, cabe indicar que en el cómputo global del periodo, las bajas superan a las altas en ambos escenarios.

Figura 4.2.3 Altas estimadas de potencia instalada en el régimen ordinario para el período 2013 a 2017.

Altas (MW)	2013	2014	2015	2016	2017	Total Periodo
Escenario Operador	40	853	27	0	400	1.320
Escenario Promotores	55	222	647	26	3	953

Fuente: Agentes generadores, REE y CNMC.

En las figuras 4.2.4 y 4.2.5 siguientes, se muestra una lista de los proyectos en curso de nueva oferta de potencia eléctrica en ciclo combinado e hidráulica, respectivamente, según la última información recibida de los promotores para la elaboración del informe marco.

Figura 4.2.4. Proyectos de construcción de nuevas centrales de ciclo combinado de producción de energía eléctrica.

Central	Promotor	Provincia	Potencia nominal (MW)	Autorización administrativa
Compostilla 3	Endesa	León	400	Aprobada
La Pereda	Endesa	Asturias	400	Aprobada
Ledesma	Endesa	Salamanca	800	Pendiente
Foix	Endesa	Barcelona	500	Aprobada
Puerto de Gijón	Endesa	Asturias	800	Pendiente
Osera	Gas Natural	Zaragoza	800	Aprobada
Aceca	Gas Natural	Toledo		Pendiente
Zorita	Gas Natural	Guadalajara	800	Pendiente
Alange	Iberdrola	Badajoz	850	AAI caducada
Castejón 4	Iberdrola	Navarra	425	AAI caducada
Aceca 5	Iberdrola	Toledo	425	Pendiente
Valverde de Mérida	Mérida Power	Badajoz	1.224	Pendiente

Fuente: promotores

Figura 4.2.5. Proyectos de construcción de nuevas centrales hidráulicas de producción de energía eléctrica en régimen ordinario.

Central	Promotor	Provincia	Potencia nominal (MW)	Tecnología	Operación comercial prevista por el promotor
La Muela II	Iberdrola	Valencia	852	Bombeo	Dos fases: 2014 y 2015
San Pedro II	Iberdrola	Orense	23	Embalse	2016
Moralets	Endesa	Huesca	400	Bombeo	Después de 2017

Fuente: promotores

Previsión de la potencia instalada en régimen ordinario

A continuación se incluyen las sendas resultantes de evolución del equipo generador en régimen ordinario, desagregadas por tecnologías, en los escenarios Promotores y Operador, según las altas y bajas previstas. La evolución de la potencia neta instalada en régimen ordinario resulta, en ambos escenarios, decreciente a lo largo del periodo.

Figura 4.2.6. Previsión de potencia neta instalada de generación eléctrica en régimen ordinario. Sistema peninsular. Escenario Operador.

Potencia Neta Instalada (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulica	17.307	18.160	18.140	18.140	18.540
Nuclear	7.572	7.572	7.580	7.580	7.580
Carbón	10.451	10.451	10.470	9.270	9.060
Fuel/Gas	506	506	0	0	0
CCTG	24.933	24.933	24.920	24.920	24.920
Total	60.769	61.622	61.110	59.910	60.100

Fuente: REE.

Figura 4.2.7. Previsión de potencia neta instalada de generación eléctrica en régimen ordinario a 31 de diciembre de cada año. Sistema peninsular. Escenario Promotores.

Potencia Neta Instalada (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulica	17.307	17.529	18.176	18.202	18.204
Nuclear	7.573	7.573	7.573	7.573	7.573
Carbón	10.468	10.468	10.022	9.271	9.269
Fuel/Gas	506	506	0	0	0
CCTG	24.933	24.110	24.110	24.110	24.110
Total	60.785	60.184	59.880	59.154	59.155

Fuente: agentes generadores y CNMC.

Según los escenarios anteriores, en los que no se considera la incorporación de ningún ciclo combinado hasta 2017, se mantendría relativamente constante en los próximos años la distribución por comunidades autónomas del total de grupos de ciclo combinado equivalentes de 400 MW.

Figura 4.2.8. Nº de grupos de generación equivalentes de 400 MW de potencia neta de tecnología de ciclo combinado por comunidades autónomas.

Nº de ciclos combinados en operación comercial	2013	2017
Andalucía	15	13
Aragón	5	5
Asturias	2	2
Cantabria	0	0
Castilla y León	0	0
Castilla-La Mancha	2	2
Cataluña	10	10
C. Valenciana	7	7
Extremadura	0	0
Galicia	3	3
La Rioja	2	2
Madrid	0	0
Murcia	8	8
Navarra	3	3
País Vasco	5	5
Total	62	60

Fuente: REE, promotores y CNMC

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 2013-2017 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.

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”, el “Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020” (aprobado en junio de 2010), el “Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 (2º Plan de Acción Nacional de Eficiencia Energética de España)”, y, finalmente, el ritmo de crecimiento experimentado por este régimen en los últimos años según los datos obtenidos por esta Comisión.

Sin embargo, la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, ha supuesto un estancamiento en cuanto a las previsiones de potencia a instalar y, por tanto, de energía a verter por el régimen especial¹².

¹² Según se indica en el artículo 2.1 de dicho Real Decreto-ley, será de aplicación a las siguientes instalaciones:

- a) Aquellas instalaciones de régimen especial que a la fecha de entrada en vigor del real decreto-ley no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- b) Aquellas instalaciones de régimen especial de tecnología fotovoltaica que a la fecha de entrada en vigor del real decreto-ley no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante

Por otra parte, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, deroga expresamente el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Teniendo en cuenta todas las consideraciones anteriormente mencionadas, a continuación se muestran las previsiones de potencia instalada y de energía vertida por el régimen especial peninsular, estimadas para el período 2013-2017:

Figura 4.2.9. Previsiones de evolución de potencia del régimen especial en la Península por tecnologías.

Potencia Instalada (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Cogeneración	5.989	5.989	5.989	5.989	5.989
Solar Fotovoltaica	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400
Solar Termoeléctrica	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300
Eólica	22.751	22.751	22.751	22.751	22.751
Hidráulica	2.034	2.034	2.034	2.034	2.034
Biomasa y Biogás	846	846	846	846	846
Residuos	517	517	517	517	517
Tratamiento de Residuos	633	633	633	633	633
Total	39.470	39.470	39.470	39.470	39.470

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.

Fuente: CNMC.

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

Energía vertida (GWh)	2013	2014	2015	2016	2017
Cogeneración	26.729	26.457	26.457	26.457	26.457
Solar Fotovoltaica	8.207	7.821	7.821	7.821	7.821
Solar Termoeléctrica	4.529	5.886	5.886	5.886	5.886
Eólica	54.550	49.349	49.349	49.349	49.349
Hidráulica	6.963	4.485	4.485	4.485	4.485
Biomasa y Biogás	4.770	4.274	4.274	4.274	4.274
Residuos	2.307	2.659	2.659	2.659	2.659
Tratamiento de Residuos	4.440	4.271	4.271	4.271	4.271
Total	112.494	105.202	105.202	105.202	105.202

tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

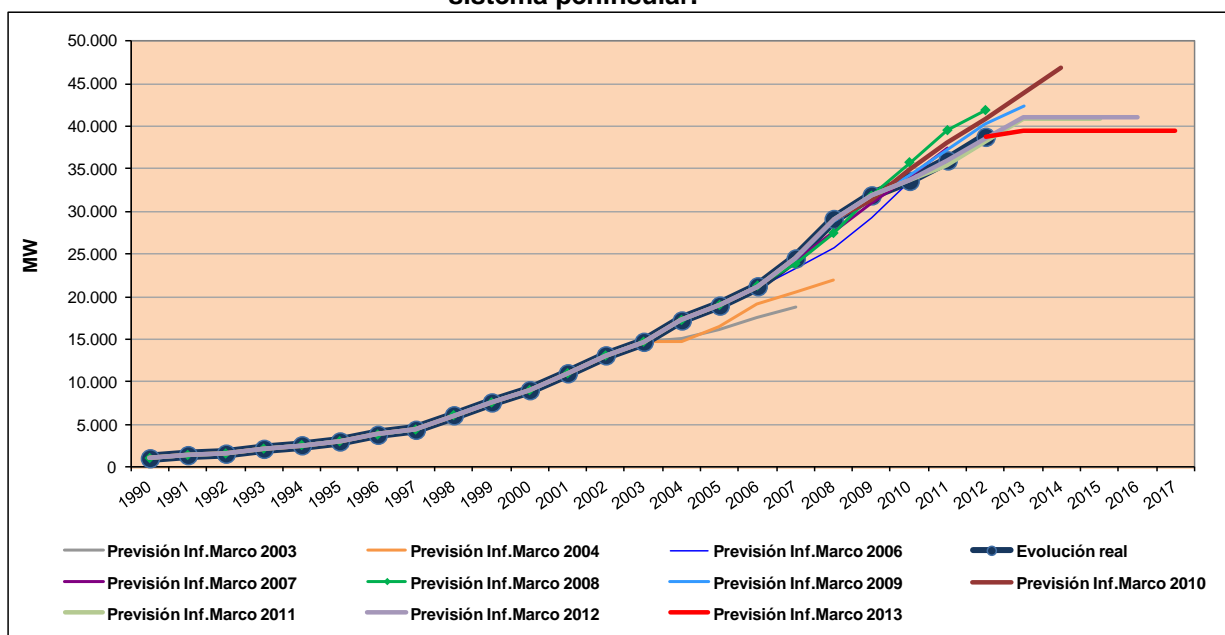
- c) Aquellas instalaciones de régimen ordinario que a la fecha de entrada en vigor de este real decreto-ley no dispusieran de autorización administrativa otorgada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

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.
 Fuente: CNMC.

Estas previsiones estiman que para el horizonte temporal 2013-2017 se instalarán en la Península 687 MW en régimen especial adicionales a los instalados hasta diciembre de 2012, que se corresponden aproximadamente con los ya preasignados los cuales, se espera se instalen a lo largo del año 2013, siendo previsible un estancamiento a partir de esa fecha, en aplicación de la legislación vigente. De este incremento, 282 MW (el 41%) corresponderá a potencia eólica, y 350 MW (un 51%) a energía solar termoeléctrica.

La figura 4.2.11 muestra la evolución que ha experimentado la potencia instalada del régimen especial peninsular y la considerada a futuro según el Documento de Planificación 2008-2016, el Plan de Energías Renovables y los datos actualizados en la CNMC, así como las previsiones realizadas para el Informe Marco de años anteriores.

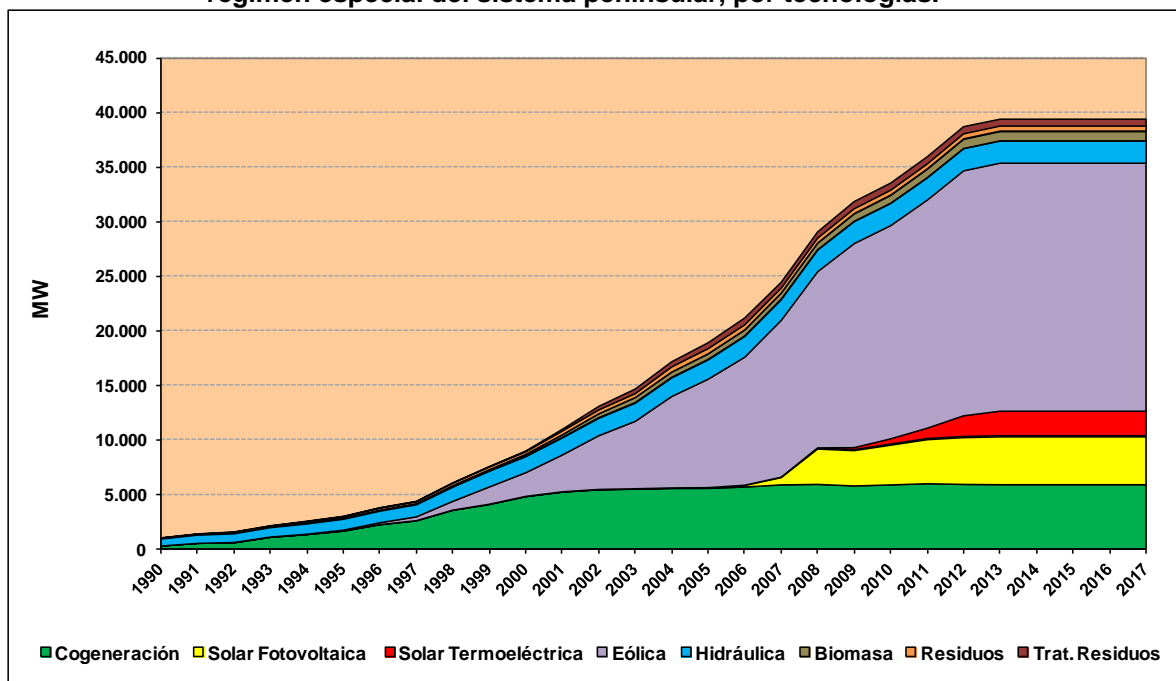
Figura 4.2.11. Evolución real y prevista de la potencia instalada del régimen especial del sistema peninsular.



Fuente: CNMC, Documento de Planificación y PANER.

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

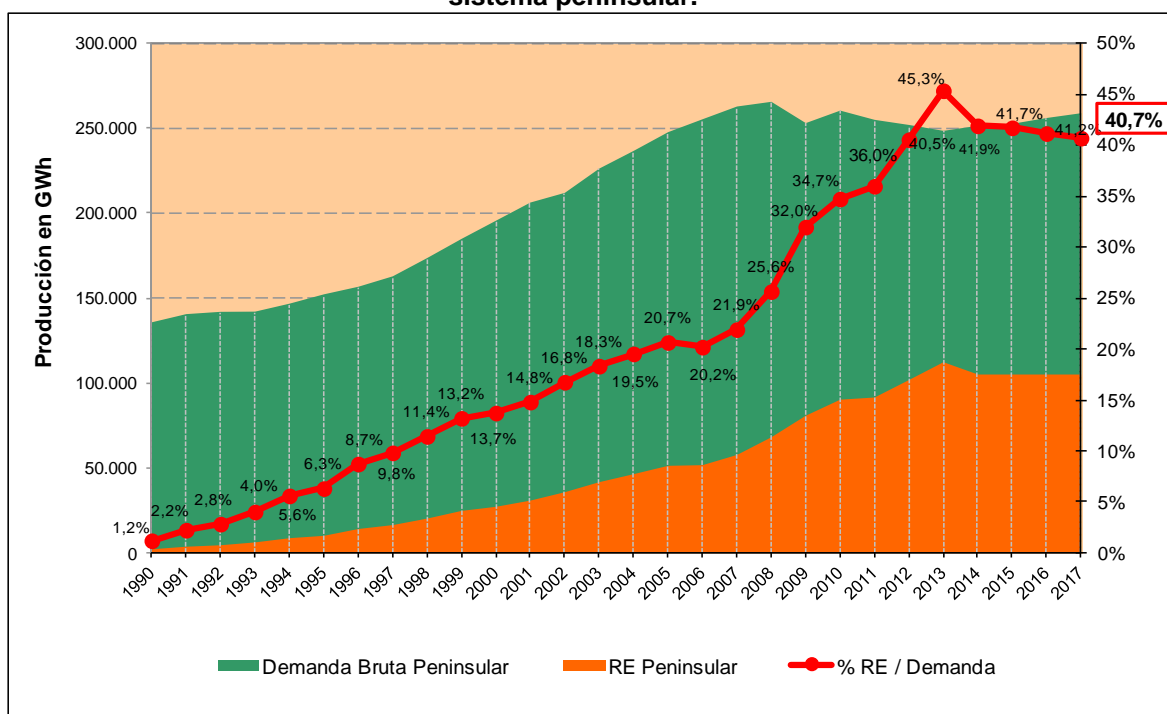
Figura 4.2.12. Evolución real (hasta 2012) y prevista (2013-2015) de la potencia del régimen especial del sistema peninsular, por tecnologías.



Fuente: CNMC, PANER, 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 2017, según las previsiones efectuadas, casi un 41% de la demanda (aproximadamente el mismo porcentaje que ha representado en el 2012). Sin embargo, tal y como se puede observar en el gráfico, el incremento porcentual en cuanto a la participación del régimen especial en el total de la demanda, se debe más a la caída esperada de la misma que a los incrementos esperados de la producción en régimen especial.

Figura 4.2.13. Evolución real y prevista de la producción del régimen especial del sistema peninsular.



Fuente: CNMC, 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 principal agente generador y considerando inicialmente la potencia nominal bruta instalada en diciembre de 2012, de acuerdo con la información proporcionada por dicho agente generador. El segundo escenario está basado en la previsión de cobertura de la demanda del operador del sistema, según la documentación remitida por el mismo, en la cual realiza un análisis de cobertura según sus propios escenarios de previsión de puntas de demanda, obteniendo para cada Sistema Eléctrico Insular y Extrapeninsular (SEIE) los resultados anuales de la probabilidad de pérdida de carga, basados en las hipótesis de crecimiento de demanda y de evolución del equipo instalado existentes en el momento de la modelización. En todo caso, el Operador del Sistema ha seguido como criterio para el dimensionamiento de la generación necesaria en los SEIE el cumplimiento del Real Decreto 1747/2003, de forma que quede asegurado un valor esperado de pérdida de carga inferior a 0,2 horas /mes, mediante una metodología probabilista.

Ambos escenarios basan la previsión de oferta de energía en función de la previsión de demanda aportada tanto por el agente generador como por el Operador del Sistema para la confección del Informe Marco.

A efectos del cómputo total de previsiones de potencia instalada a lo largo del periodo estimado, 2013-2017, se considera como punto de partida inicial la potencia instalada a 31 de diciembre de 2012, según datos aportados por el agente generador en los respectivos informes remitidos para cada SEIE en octubre de 2013, tal y como aparece en la **figura 2.2.20** del presente Informe Marco, según se resume a continuación:

Figura 4.2.14. Potencia Bruta instalada a 31 de diciembre de 2012 en los SEIE

SEIE	Potencia Bruta a 31/12/2012 MW
Mallorca-Menorca	1.943,95
Ibiza-Formentera	330,10
Total BALEARES	2.274,05
Gran Canaria	999,45
Tenerife	1.091,20
Lanzarote-Fuerteventura	399,09
La Palma	108,54
La Gomera	22,90
Hierro	13,00
Total CANARIAS	2.634,18
Ceuta	97,68
Melilla	85,30
Total CEUTA y MELILLA	182,98
TOTAL Potencia Bruta a 31/12/2012	5.091,21

Fuente: ENDESA y COTESA

Nota 1: En Tenerife se ha incluido COTESA (37 MW), según Resolución DGPEM de 9/11/2011.

Nota 2: Se ha considerado "Potencia Bruta" instalada a 31/12/2012.

ISLAS BALEARES

Según el escenario aportado por el agente generador, se ha supuesto la entrada en servicio de cuatro nuevas interconexiones además de las que actualmente se encuentran en servicio: Ibiza-Formentera (1x50 MW), Mallorca-Ibiza (2x100 MW), antes de la punta de 2015, y Mallorca-Menorca II (1x100 MW) antes de la punta de 2016, todas ellas incluidas en el documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 publicado por la entonces Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en mayo de 2008.

Los sistemas eléctricos de Mallorca y Menorca se encuentran interconectados desde junio de 1975 mediante un único enlace en corriente alterna por cable submarino cuya capacidad de explotación se encuentra limitada por el Operador de Sistema para acotar el impacto del fallo simple de dicha conexión, y la restricción de mantener reserva rodante en Menorca equivalente a la potencia que circula por la interconexión. Esto ha supuesto un mayor funcionamiento de los grupos existentes en Mahón en detrimento de los instalados en Mallorca que tienen un mejor rendimiento, lo que implica un sobrecoste para el sistema. Por ello, se ha propuesto en el citado documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 la habilitación de una segunda interconexión Mallorca-Menorca de 100 MW.

Por otra parte, siempre según el agente generador, la disponibilidad de gas natural en estos sistemas resulta prioritaria, quedando cubierta en la actualidad a través de la conexión por gasoducto entre la Península y las islas de Ibiza y Mallorca, que entró en servicio en 2009. Además, en 2015 está previsto otro gasoducto Mallorca-Menorca que permitirá abastecer de este combustible a la central de Mahón, aunque según el agente generador sería necesario que se adelantara esta fecha, dada la importancia de disponer de gas natural en todas las centrales, tanto para la logística de combustibles como para reducir las emisiones contaminantes.

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 las siguientes figuras, 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:

Figura 4.2.15. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Baleares.

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2013(*)	2014	2015(*)	2016	2017
Mallorca-Menorca	0	0	0	0	0
Ibiza-Formentera	50	0	0	24	0
Total Baleares	50	0	0	24	0

(*)En Formentera se contempla además la posibilidad del alquiler temporal de unos grupos electrógenos de apoyo alquilados por ENDESA durante un periodo aproximado desde el 1 de junio al 30 de septiembre, con una potencia nominal bruta aproximada de 8 MW.

Fuente: Endesa y CNMC.

Figura 4.2.16. Previsiones de potencia en Baleares.

Potencia acumulada (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Mallorca-Menorca	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944
Ibiza-Formentera	380	380	380	404	404
Total Baleares	2.324	2.324	2.324	2.348	2.348

Fuente: Endesa y CNMC.

El agente generador ha determinado las incorporaciones previstas de generación de acuerdo con las previsiones de crecimiento de la demanda y de la punta de demanda, que dan lugar a una exigencia menor de nuevas instalaciones para alcanzar los índices de cobertura reglamentariamente establecidos en la normativa vigente. Fundamentalmente, para el período 2013-2017, sólo se ha considerado la necesidad de entrada en funcionamiento de nuevos equipos de generación en el subsistema Ibiza-Formentera. En concreto, en la isla de Formentera para poder cumplir con los requisitos de seguridad del sistema establecidos por el Operador del Sistema en los meses de mayor demanda del año (punta de verano), podría ser necesaria alguna actuación extraordinaria como el alquiler temporal de grupos electrógenos de apoyo. Se trataría de generadores móviles de tipo motogenerador diesel y totalmente transportables, que serían alquilados durante un periodo aproximado que abarcaría del 1 de junio hasta el 30 de septiembre, en los veranos de 2013, 2014 y 2015.

Por otra parte, en el mes de julio de 2013 ha entrado en servicio en Ibiza un grupo de generación de dos turbinas de gas en tándem con un único generador de potencia nominal bruta aproximada de 50 MW. En Formentera se considera la necesidad de la entrada en servicio entre el mes de abril y junio de 2016 de tres turbinas de gas con una potencia nominal bruta aproximada de 8 MW cada una.

En el horizonte temporal considerado, 2013-2017, no se prevé la baja de ninguno de los grupos actualmente instalados.

Cabe señalar, además, que las puntas anuales en Baleares suelen coincidir con las máximas temperaturas del año. Teniendo en cuenta que las turbinas de gas pueden disminuir su potencia hasta un 20% si la temperatura exterior alcanza los 40°C, en los cálculos realizados por el agente generador no se han considerado estas condiciones extremas.

Escenario del Operador del Sistema:

El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), establece, en su artículo 5 como una de las funciones a llevar a cabo por parte del Operador del Sistema la de participar en el proceso de planificación de la generación de acuerdo con las Comunidades Autónomas y Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla. En el marco de dicha planificación se encuadra el garantizar el

suministro en adecuadas condiciones de calidad y continuidad, lo que requiere una capacidad de generación suficiente para hacer frente a la demanda de energía eléctrica.

El dimensionamiento y tamaño del parque generador deberá ser aquel que proporcione una garantía de suministro, incluso en aquellas situaciones en que los consumos alcanzan valores extremos. Por ello, a efectos de determinar la potencia necesaria en cada isla para afrontar estas puntas de demanda, el Operador del Sistema ha realizado un análisis de cobertura tomando como hipótesis sus propios escenarios de previsión de puntas de demanda.

El ejercicio de cobertura de demanda realizado por el Operador del Sistema se ha llevado a cabo en cada una de las siguientes islas y/o sistemas: Mallorca, Menorca e Ibiza-Formentera. Se han considerado las interconexiones ya existentes (Mallorca-Menorca, Ibiza-Formentera y Mallorca-Península) y las que se prevén que entren en servicio en los próximos años de forma que todo el archipiélago quedará interconectado entre sí y doblemente conectado al sistema peninsular antes de 2020. Para el modelado de las interconexiones existentes y futuras entre islas y con el sistema peninsular, se define la potencia equivalente a partir de la capacidad del enlace y con base en criterios normales de operación del sistema. Los sistemas interconectados han sido analizados conjuntamente considerando el apoyo que pueden darse los sistemas contiguos y la mejora de la fiabilidad de los sistemas eléctricos que esto supone posibilitando apoyo mutuo en caso de insuficiencia de potencia en uno de ellos, aunque este apoyo no es equivalente a las capacidades de las interconexiones, ya que se precisa, además de la capacidad de transporte, la generación sobrante en el sistema contiguo. En el análisis realizado se han considerado las siguientes hipótesis:

- Ibiza y Formentera se consideran un solo sistema, por tanto un solo nudo, por lo que la capacidad de las interconexiones actuales y futuras no se tiene en cuenta.
- Para el enlace Península-Mallorca se asume un exceso de capacidad en el sistema peninsular que permitiría destinar hasta 300 MW al sistema de Mallorca.
- El doble enlace Ibiza-Menorca a partir de 2014 se considera con una capacidad total de 90 MW.
- El enlace Mallorca-Menorca existente se modela con una potencia de 35 MW hasta la entrada del segundo enlace, en que la potencia conjunta de ambos se considera de 80 MW.

En cuanto a las fechas previstas de puesta en servicio, se espera que el segundo enlace Mallorca-Menorca entre en servicio en 2017, los dos previstos Mallorca-Ibiza lo hagan en 2014, y los dos nuevos Ibiza-Formentera entren en servicio uno en 2016 y otro en 2017.

Respecto al equipo de generación tomado como base para el análisis de cobertura, además de utilizar el valor de la potencia neta en el estudio (en el caso del análisis realizado por el agente generador se ha utilizado la potencia bruta), también se ha incluido ya para el estudio el nuevo grupo de generación de Ibiza formado por dos turbinas de gas con un único generador de potencia nominal bruta aproximada de 50 MW, que, pese a que el Operador del Sistema no lo considera necesario para la cobertura, sí tiene los permisos y cuenta con fecha de alta comercial desde agosto de 2013.

Por otra parte, el Operador del Sistema sí aporta una previsión de bajas de grupos térmicos, considerando que se darán de baja una turbina de gas de Ibiza y otra en Formentera, de 14 MW de potencia nominal bruta cada una, en 2014.

Las interconexiones múltiples que unen y unirán próximamente más de dos subsistemas, así como la instalación de renovables esperada han sido situaciones novedosas consideradas en el análisis de cobertura de la demanda realizado por el Operador del Sistema, que ha desarrollado metodologías probabilistas para incorporar la contribución de la potencia eólica y solar. En el caso de Sistema Balear, se aporta al estudio de cobertura una posible evolución de la generación eólica y fotovoltaica del archipiélago basada en las previsiones del gobierno Balear, que supone un incremento de potencia eólica y fotovoltaica hasta alcanzar en 2017 95 MW y 206 MW netos, respectivamente. No se contempla nueva potencia térmica a instalar (salvo la ya citada en Ibiza a lo largo de 2013).

Con todas estas hipótesis el Operador del Sistema ha elaborado una previsión de la evolución de la potencia instalada para garantizar la fiabilidad de la cobertura de la demanda en el Sistema Balear, concluyendo que, tanto para Mallorca como para Menorca no es preciso la instalación de nueva generación para el periodo considerado, lo mismo que ocurre para el subsistema Ibiza-Formentera, en el que matiza, además, que ni siquiera necesitaría la incorporación, al menos en la primera parte del periodo, del nuevo equipo de 50 MW que se incorpora en 2013.

Por tanto, las variaciones de potencia bruta previstas según el operador del Sistema, en régimen ordinario, serían las siguientes:

Figura 4.2.17. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Baleares.

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Mallorca-Menorca	0	0	0	0	0
Ibiza-Formentera	50	-28	0	0	0
Total Baleares	50	-28	0	0	0

Fuente: Endesa y CNMC.

Por lo que, incorporando estas altas y bajas en la potencia bruta instalada en 2012, la capacidad instalada en régimen ordinario prevista para el periodo considerado sería la siguiente:

Figura 4.2.18. Previsiones de potencia en Baleares.

Potencia acumulada (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Mallorca-Menorca	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944
Ibiza-Formentera	380	352	352	352	352
Total Baleares	2.324	2.296	2.296	2.296	2.296

Fuente: Endesa y CNMC.

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, publicado en mayo de 2008.

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:

El agente generador considera necesarias las siguientes inversiones en el periodo 2013-2017:

- En Gran Canaria y en La Palma no se prevé la incorporación de potencia en régimen ordinario en este periodo dada la suficiencia de capacidad existente en la isla.
- En Tenerife, salvo necesidades ligadas a la sustitución de eventuales bajas de grupos sobrevenidas, tampoco se prevé la entrada en funcionamiento de nueva potencia en régimen ordinario en este periodo, ante la suficiencia de capacidad existente, puesto que entró en funcionamiento un segundo ciclo combinado en 2011 y, además se prevé una menor demanda en el periodo.
- En Lanzarote se considera necesaria la entrada en servicio de un grupo diesel, de 18 MW de potencia nominal aproximada, en la central de Punta Grande, en el segundo semestre de 2013.
- En Fuerteventura prevé la entrada en servicio de un grupo diesel, con una potencia nominal aproximada de 18 MW, en la central de Las Salinas, en el primer semestre de 2016, así como otro grupo de las mismas características en el segundo semestre del mismo año.

- En La Gomera se prevé la entrada en funcionamiento de un grupo diésel con una potencia nominal aproximada de 3,5 MW, en el primer semestre de 2015, en la central de El Palmar.
- En El Hierro se prevé la necesidad de la entrada en servicio de un grupo diésel de potencia nominal aproximada de 2 MW en la central Llanos Blancos en el último semestre de 2013, así como de un sistema eólico de bombeo con una potencia de turbinación aproximada de 11,3 MW en el primer semestre de 2014.

El agente generador señala la intención de construir una central hidroeléctrica reversible de una potencia de 200 MW en la concesión de las presas de Chira y Soria, en Gran Canaria, proyecto cuya puesta en operación comercial no está prevista en el horizonte temporal contemplado en este Informe (2013-2017), si bien se encuentra en curso la tramitación del proyecto. También manifiesta que se han realizado los estudios y trabajos previos para desarrollar dos centrales de bombeo en Tenerife con una potencia aproximada de 240 MW (a incorporar en varias fases) y 35 MW respectivamente, así como sendas centrales de bombeo en La Gomera y La Palma con una potencia aproximada de 15 MW cada una.

Por otra parte, el agente generador estima que será dado de baja en el segundo semestre de 2013 un grupo diesel de la central de Llanos Blancos en El Hierro, de 0,78 MW de potencia nominal bruta. También prevé que sean dados de baja dos grupos diésel de la central de Salinas en Fuerteventura, de 4,32 MW de potencia bruta cada uno, en el primer semestre de 2016, así como la turbina móvil de la misma central de 15 MW de potencia bruta, en el segundo semestre del mismo año, vinculado a la puesta en servicio de dos nuevos grupos diésel en la propia central. Por otra parte, a finales de 2012 se solicitó la baja de un grupo de vapor de la central térmica de Jinámar (Gran Canaria), de 33 MW de potencia bruta, por cumplimiento de las 20.000 horas previstas en el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de Grandes Instalaciones de Combustión, pero en la fecha en que el agente generador remite información a esta Comisión (octubre de 2013) está pendiente de la autorización de cierre, lo mismo que otros dos grupos de vapor de esta misma central y otros dos de la central de Candelaria (Tenerife); no obstante, cabe indicar que todos estos grupos ya no han sido considerados en el estudio realizado por el agente generador; se asume su baja efectiva en cuanto a los datos de potencia bruta instalada a 31 de diciembre de 2012 en el presente informe.

Además el agente generador informa que, aunque no en el horizonte del presente informe, se ha decidido la instalación de ciclos combinados en las islas mayores, debido a su mayor eficiencia energética y beneficios medioambientales. Para ello, en el segundo cuatrimestre de 2012 la compañía promotora de las plantas de regasificación ha obtenido la autorización administrativa para la construcción de la planta en el sur de Tenerife (Granadilla), cuya fecha prevista para la puesta en servicio es principios de 2018 y 2020 en el caso de Gran Canaria, dos infraestructuras de la red básica de gas natural prioritarias para la generación de estos sistemas, a efectos de

garantizar la viabilidad técnica y económica de los ciclos combinados instalados en la actualidad y a instalar en un futuro. En todo caso, las turbinas de gas de los ciclos combinados previstos pueden consumir gasóleo mientras no se disponga de gas natural, si bien este modo de operación resulta mucho más caro.

Por otra parte, el agente generador también indica que existen algunas restricciones que pueden afectar al suministro, debidas a problemas de evacuación de la potencia desde las centrales, principalmente en Punta Grande (Lanzarote) y Granadilla (Tenerife sur), aunque éstos están prácticamente solucionados. Los principales problemas están ligados a restricciones de la red de transporte en Gran Canaria (zona norte), y en el Sistema Lanzarote-Fuerteventura, en la zona sur de Fuerteventura, por problemas de autorización de infraestructuras de transporte.

Mientras no se resuelvan los problemas de transporte y se desbloqueen las autorizaciones y permisos para el refuerzo de la red, es posible que sea necesario adoptar medidas extraordinarias no previstas en la planificación para garantizar la cobertura de la demanda, como podría ser la utilización de grupos electrógenos en régimen de alquiler y/o la instalación de turbinas de gas distribuidas.

Con todas estas hipótesis de partida, las previsiones de variación de potencia previstas en Canarias son las siguientes:

Figura 4.2.19. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Canarias.

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Gran Canaria	0	0	0	0	0
Tenerife	0	0	0	0	0
Lanzarote-Fuerteventura	18	0	0	7	0
La Palma	0	0	0	0	0
La Gomera	0	0	4	0	0
Hierro	1	11	0	0	0
Total Canarias	19	11	4	7	0

Fuente: Endesa y CNMC.

Figura 4.2.20. Previsiones de potencia en Canarias.

Potencia acumulada (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Gran Canaria	999	999	999	999	999
Tenerife	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054
Lanzarote-Fuerteventura	417	417	417	424	424
La Palma	109	109	109	109	109
La Gomera	23	23	26	26	26
Hierro	14	26	26	26	26
Total Canarias	2.616	2.628	2.631	2.639	2.639

Fuente: Endesa y CNMC.

Escenario del Operador del Sistema:

El Operador del Sistema ha realizado un ejercicio de cobertura de demanda para cada una de las siete islas del archipiélago (Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote, Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro), islas que constituyen sistemas eléctricos independientes, salvo en el caso de Lanzarote y Fuerteventura que, al estar conectadas, tradicionalmente se consideran como un único sistema. Para el ejercicio de cobertura se ha tenido en cuenta la interconexión submarina de 66 kV que une Lanzarote y Fuerteventura considerando una tasa de fallo del 1%.

También se ha previsto que entre en servicio una nueva interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura con una capacidad de 60 MVA en 2016. En la interconexión existente, puesto que la capacidad real de operación de las interconexiones no depende sólo de su capacidad física sino de las condiciones de explotación y operación, la capacidad real utilizada para modelar esta interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura es de 35 MW en el sentido de Fuerteventura a Lanzarote y de 30 MW en el contrario. En el momento de entrada de la nueva interconexión en 2016 (disponible en 2017), la capacidad real utilizada en la operación del sistema ascenderá a 60 MW en ambos sentidos.

Los sistemas interconectados han sido analizados conjuntamente, considerando el apoyo probabilístico que pueden darse los sistemas contiguos.

Por otra parte, en el análisis de cobertura realizado por el Operador del Sistema han sido consideradas las previsiones de generación mediante energías renovables (eólica y solar fotovoltaica), estimando un incremento de potencia eólica hasta alcanzar 699 MW en 2017, lo que supondría casi quintuplicar la capacidad instalada en la actualidad, y 222 MW en fotovoltaica. Este tipo de generación no es objeto de previsiones para el agente generador.

En el caso del sistema insular Canario es importante también la consideración de los proyectos de bombeo que el Operador del Sistema prevé se van a instalar en Gran Canaria, Tenerife, La Palma y El Hierro, y cuya puesta en funcionamiento espera para 2015 (disponibles en 2016). Se estiman de forma orientativa como valores de potencia hidráulica en centrales reversibles potencialmente viables 164 MW en Gran Canaria, 90 MW en Tenerife y 15 MW en La Palma. Adicionalmente el subsistema de El Hierro contará con un sistema de turbinación-bombeo de 11,3 MW de turbinación y 6 MW de bombeo desde el año 2013.

Teniendo en cuenta las anteriores hipótesis, el Operador del Sistema considera como nueva capacidad necesaria para cumplir los criterios de seguridad y calidad de suministro las siguientes:

- En Gran Canaria no se precisa nueva generación para el periodo considerado (2013-2017) en cuanto a potencia térmica instalada en régimen ordinario, puesto que considera la entrada nueva potencia en

turbinación-bombeo a partir de 2016 (164 MW), así como un importante incremento en potencia renovable que casi triplicaría la actual capacidad instalada de este tipo de generación a finales de 2012.

- En Tenerife tampoco se precisaría la incorporación de nueva potencia térmica en régimen ordinario para el periodo 2013-2017, considerando la entrada de nueva potencia en turbinación-bombeo a partir de 2016 (90 MW), y un importante incremento de potencia renovable, que para 2017 triplicaría la considerada en 2012.
- En Lanzarote tampoco se ha considerado necesaria la entrada de nueva capacidad en régimen ordinario para el periodo objeto de estudio, teniendo en cuenta la existencia de la interconexión con Fuerteventura que en 2017 se incrementaría hasta 60 MW por la entrada en servicio de la nueva interconexión, así como por el incremento previsto de potencia renovable, que multiplicaría por cuatro la considerada en 2012.
- En Fuerteventura no sería necesaria tampoco nueva potencia en régimen ordinario, por las mismas razones que en Lanzarote.
- En La Palma no se precisa nueva potencia térmica en régimen ordinario en el periodo 2013-2017, puesto que cuenta con una potencia renovable que se estima se duplicará en dicho periodo, así como la entrada de potencia de turbinación-bombeo a partir de 2016 (15 MW).
- En La Gomera resultaría necesario 1 MW de nueva capacidad en régimen ordinario el año 2017, hasta que se lleve a cabo la construcción de la nueva interconexión con Tenerife, aun considerando un incremento muy importante de 8 MW de potencia renovable.
- En El Hierro no se contempla la necesidad de instalar nueva generación en el periodo indicado, considerando la entrada en funcionamiento de la nueva central hidroeléctrica de turbinación-bombeo en 2013 (11,3 MW), así como un importante incremento esperado de la potencia renovable. A lo largo de 2013 ha entrado en funcionamiento un grupo de 1,2 MW.

En cuanto a la previsión de bajas de grupos térmicos, el Operador del Sistema estima las siguientes:

- Gran Canaria: considera la baja de un grupo de turbina vapor de la central térmica de Jinámar, de 30 MW de potencia nominal bruta, debido al alcance de las 20.000 horas de funcionamiento establecidas en el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión existentes. Considera será dado de baja en 2013 (en el estudio realizado por el agente generador ya se consideraba su baja a finales de 2012, no ha entrado en los cálculos de cobertura de 2013).
- Tenerife: En 2014 se espera la baja de la baja de las dos turbinas de gas de Guía de Isora, de 24,3 MW de potencia bruta cada una, que fueron

puestas en servicio provisional el 03/09/2010, según Resolución nº 1784/2010 de la Dirección General de Industria y Energía. En 2017 prevé la baja dos turbinas de gas en Arona de la central de Granadilla de 24,3 MW cada una.

- Fuerteventura: Prevé la baja en 2016 de dos equipos diesel de 4,3 MW cada uno, por haber superado los 40 años desde su construcción.
- La Palma: En 2014 prevé la baja de un grupo diesel, y en 2015 de otros dos, todos ellos de 4,3 MW de potencia nominal bruta y todos también por haber superado los 40 años desde su construcción.
- El Hierro: En 2014 se prevé la baja de un grupo diésel de 0,8 MW de potencia bruta.

El resumen de estas bajas previstas y sus causas es el siguiente:

Figura 4.2.21. Bajas previstas de grupos térmicos en el sistema canario.

Bajas de grupos térmicos en Canarias				
Año	MW por cumplimiento normativa medioambiental	MW por razones administrativas	MW por fin de vida útil (>40 años)	
2013	30			(1)
2014		48,6	5,10	(2)
2015			8,64	
2016			8,64	
2017		48,6		
TOTAL	30	97,2	22,38	

(1) Este grupo ya se considera de baja en 2012 por parte del agente generador.

(2) El grupo de El Hierro Llanos Blancos diesel se da de baja por decisión del agente generador, antes de cumplir los 40 años.

Fuente: REE y CNMC

Por tanto, las variaciones de potencia térmica en régimen ordinario previstas serían las siguientes:

Figura 4.2.22. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Canarias.

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Gran Canaria	0	0	0	0	0
Tenerife	0	-49	0	0	-49
Lanzarote	0	0	0	0	0
Fuerteventura	0	0	0	-9	0
La Palma	0	-4	-9	0	0
La Gomera	0	0	0	0	1
Hierro	1	-1	0	0	0

Fuente: REE y CNMC

Por tanto, considerando la potencia térmica instalada a 31 de diciembre de 2012 según se ha incluido en la figura 4.2.14 del presente informe, las previsiones de potencia térmica bruta instalada en el periodo considerado serían las siguientes:

Figura 4.2.23. Previsiones de potencia Térmica Disponible en Canarias.

Potencia Térmica Acumulada (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Gran Canaria	999	999	999	999	999
Tenerife	1.054	1.006	1.006	1.006	957
Lanzarote	213	213	213	213	213
Fuerteventura	187	187	187	178	178
La Palma	109	104	96	96	96
La Gomera	23	23	23	23	24
Hierro	14	13	13	13	13

Fuente: REE y CNMC.

Cabe indicar que la figura anterior se refiere solo al equipo térmico instalado, y el Operador del Sistema ha considerado básicamente bajas en éste, puesto que para su análisis de cobertura de demanda ha incluido las centrales de turbinación-bombeo así como unas previsiones muy favorables en cuanto a evolución de las energías renovables.

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:

Según informa el agente generador, conforme a las últimas previsiones de crecimiento de la demanda y de la punta de la demanda, y teniendo en cuenta los índices de cobertura reglamentariamente establecidos en la normativa vigente, en el caso de la Ciudad Autónoma de Ceuta no se prevén necesidades de potencia adicional para el periodo indicado. Para la Ciudad Autónoma de Melilla se prevé la entrada en servicio, en noviembre del año 2016, de un grupo diésel de 12 MW de potencia nominal bruta, aunque seguramente hasta 2017 no tendrá efecto real sobre la cobertura de la punta anual. Las últimas previsiones de crecimiento de la demanda, situadas en el actual contexto de coyuntura económica desfavorable, han dado lugar a una exigencia menor de nuevas instalaciones respecto a las previstas anteriormente, así como a una adaptación de las fechas de puesta en servicio de las instalaciones.

En cualquier caso, en estos dos sistemas extrapeninsulares se plantea un problema de escasez de espacio físico que limita la posibilidad de la instalación de futuras nuevas unidades generadoras, lo cual siempre supondrá un riesgo en cuanto al mantenimiento de la seguridad del suministro.

En el caso del Sistema Eléctrico Extrapeninsular de Ceuta, para garantizar la seguridad de suministro el agente generador opina que se debe continuar con el trabajo de instalación y adecuación de las protecciones necesarias en algunas de las líneas de distribución para que la calidad y seguridad del suministro a la Ciudad Autónoma no se vea condicionada. Por otra parte, el estudio de cobertura realizado por el agente generador no ha considerado el enlace submarino Ceuta-Península incluido en la propuesta de orden ministerial por la que se aprueba el programa anual de instalaciones de las redes de transporte de julio de 2013.

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

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Ceuta	0	0	0	0	0
Melilla	0	0	0	12	0
Total Ceuta y Melilla	0	0	0	12	0

Fuente: Endesa y CNMC.

Figura 4.2.25. Previsiones de potencia en Ceuta y Melilla.

Potencia acumulada (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Ceuta	98	98	98	98	98
Melilla	85	85	85	97	97
Total Ceuta y Melilla	183	183	183	195	195

Fuente: Endesa y CNMC.

Escenario del Operador del Sistema:

El análisis de cobertura realizado por el Operador del Sistema ha considerado, en el corto plazo, la información disponible acerca de las previsiones de demandas singulares facilitadas por las Administraciones públicas y empresas distribuidoras locales.

En el caso del Sistema Eléctrico Extrapeninsular de Melilla, el Operador del Sistema ha considerado como aportación del régimen especial la incineradora de residuos REMESA con una potencia de 1,5 MW.

En el Sistema Eléctrico Extrapeninsular de Ceuta no existe parque de generación en régimen especial.

En el periodo considerado no habrá instalada ninguna interconexión, ni con la península ni con Marruecos.

El Operador del Sistema señala que, en el caso de Ceuta, existen grupos de 12,3 MW, es decir, que superan en un 50% a la potencia máxima de 8 MW recomendada en sus estudios, por lo que el disparo de cualquiera de ellos ocasionaría una mayor pérdida de mercado al actuar el sistema de deslastre de cargas, obligando, además, a aumentar la reserva de operación. Además, cuanto mayor sea el tamaño de los grupos del sistema con relación a su demanda, no sólo se produce un sobre-equipamiento, sino que el fallo de los grupos grandes o su propio mantenimiento obliga al sistema a disponer de

mayor equipamiento para cubrir las condiciones de calidad exigidas en el R.D. 1747/2003.

Por otra parte, puesto que en los análisis de cobertura no se tienen en cuenta las condiciones de operación, la calidad real del sistema se reduce al producirse un corte de mercado cada vez que falla un grupo de gran tamaño.

Lo mismo que ocurre en Ceuta, en Melilla el elevado tamaño de los grupos conectados produce un sobre-equipamiento excesivo, tanto por la cantidad conectada como por el hecho de que esto obliga al sistema a disponer de mayor equipamiento para cumplir las condiciones de calidad según el mencionado Real Decreto. Se da la paradoja de que aún teniendo mayor cantidad de generación conectada, la calidad real del sistema será inferior puesto que cada fallo de los grupos menores de 4 MW dará lugar a cortes de mercado por deslastre, que no se tienen en cuenta en el análisis de cobertura a largo plazo.

Los resultados del estudio elaborado por el Operador del Sistema concluyen que no será precisa la instalación de más capacidad de generación ni en el Sistema Eléctrico de Ceuta ni en el de Melilla para el periodo considerado a efectos de garantizar el suministro. A diferencia del agente generador, sí considera en Melilla cierta presencia de régimen especial, por lo que no precisaría incorporar el equipo considerado por el agente generador. Por tanto, tomando como referencia la figura 4.2.14., las previsiones de potencia en estas Ciudades Autónomas quedarían como se especifican en los cuadros siguientes:

Figura 4.2.26. Incrementos y decrementos de potencia previstos en Ceuta y Melilla.

Incrementos y decrementos previstos (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Ceuta	0	0	0	0	0
Melilla	0	0	0	0	0
Total Ceuta y Melilla	0	0	0	0	0

Fuente: REE y CNMC.

Figura 4.2.27. Previsiones de potencia en Ceuta y Melilla.

Potencia acumulada (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Ceuta	98	98	98	98	98
Melilla	85	85	85	85	85
Total Ceuta y Melilla	183	183	183	183	183

Fuente: REE y CNMC.

4.2.4 Régimen especial en los sistemas extrapeninsulares

En cuanto a los sistemas extrapeninsulares, el “Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020”, publicado en junio de 2010, presenta objetivos globales a nivel nacional, no especificando particularidades respecto a los sistemas extrapeninsulares (a diferencia del Plan de Energías Renovables 2005-2010 que establecía objetivos de potencia en energía eólica para Baleares, alcanzando 50 MW instalados en el año 2010,

y para Canarias preveía un crecimiento hasta 630 MW instalados para el mismo periodo).

Por otra parte, el Plan Energético de Canarias (PECAN 2006) amplía estos objetivos aspirando a que el 30 por ciento de la generación eléctrica se produzca por el uso de energías renovables en el año 2015, aspiración muy ambiciosa que roza en sus objetivos cuantitativos los límites máximos de generación eléctrica por energías renovables que el sistema eléctrico canario permitiría incorporar a la red. Ello supone alcanzar una potencia instalada en el horizonte 2015 de 1.025 MW en tecnología eólica, 160 MW en solar fotovoltaica, 13 MW en minihidráulica, 30 MW en solar termoeléctrica, 50 MW de potencia eléctrica instalada en energía producida mediante las olas y en la tecnología a través de biocombustibles alcanzar los 30 MW de potencia eléctrica instalada en 2015.

En la figura 4.2.27 se muestran las previsiones de potencia instalada para los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, separadas por las distintas tecnologías, según los objetivos a alcanzar establecidos en los planes mencionados anteriormente, pero bajo el prisma de la realidad actual según el cual la implantación de energías renovables en estos sistemas se está produciendo de forma más ralentizada de lo previsto inicialmente, considerando la actual coyuntura económica que ha provocado una contención de la demanda, así como las implicaciones de la aplicación del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, que ha supuesto la suspensión de primas para nuevas instalaciones de producción en régimen especial.

Figura 4.2.28. Previsión de potencia en régimen especial en sistemas extrapeninsulares.

Previsión de potencia en Régimen Especial						
Potencia bruta total (MW)		2013	2014	2015	2016	2017
Baleares	Cogeneración	11	11	11	11	11
	Solar Fotovoltaica	79	79	79	79	79
	Eólica	4	4	4	4	4
	BioGas	0	0	0	0	0
	Residuos	75	75	75	75	75
Total Baleares		169	169	169	169	169
Canarias	Cogeneración	33	33	33	33	33
	Solar Fotovoltaica	161	161	161	161	161
	Eólica	145	145	145	145	145
	Hidráulica	0	0	0	0	0
	BioGas	1	1	1	1	1
	Residuos	0	0	0	0	0
Total Canarias		341	341	341	341	341
	Solar Fotovoltaica	0	0	0	0	0
	Residuos	2	2	2	2	2
Total Ceuta y Melilla		2	2	2	2	2
Total		512	512	512	512	512

Fuente: CNMC, PANER, Planificación de los Sectores 2008-2016, PECAN 2006.

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

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.

Una vez analizados los escenarios de previsión de la demanda y de la oferta de gas en los capítulos 3 y 4 respectivamente, se determina una previsión de los balances de oferta-demanda para el periodo 2013-2017.

El objetivo es establecer las previsiones del grado de cobertura de gas en los próximos años, sin tener en cuenta las posibles restricciones relacionadas con la infraestructura gasista.

El primer apartado muestra los balances de oferta – demanda de gas, 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.

5.1.1. Balance oferta-demanda de gas.

La Figura 5.1.1 muestra la previsión de la demanda y de la oferta anual de gas desarrollada en los capítulos anteriores y el consiguiente balance de oferta-demanda.

Figura 5.1.1. Balance de oferta-demanda de gas natural en el escenario CNMC.

	2013 (*)	2014	2015	2016	2017
Demanda (GWh)	333.303	340.824	349.363	355.251	360.682
Oferta (GWh)	458.258	449.285	452.656	459.889	462.845
Balance O-D (GWh)	125.868	108.461	103.293	104.638	102.163

(*) Dato real preliminar. Fuente: CNMC

En el escenario CNMC la previsión de la oferta supera la demanda en todos los años del horizonte temporal 2013 – 2017, cubriendo entre un 128% y un 138% de la demanda.

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, la cobertura sería holgada para los años del horizonte temporal 2013 – 2017.

5.1.2. Diversificación de la oferta de gas.

Como se detalla 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 aconseja 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, 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 50%.

A partir de los datos suministrados por los comercializadores de gas (figura 4.1.5), se ha procedido a repartir los suministros de GNL con origen no especificado (40% sobre el total de suministros de GNL) entre los países proveedores de GNL de manera proporcional. En el caso del GN, la cantidad de origen no especificado representa el 3% del total de gas suministrado por gasoducto y se procede al reparto de la misma manera. De esta forma se obtiene la figura 5.1.2.

El principal país aprovisionador es Argelia y, según las previsiones para el período 2013-2017 continuará siendo el principal país de suministro, llegando a aprovisionar un 46% del mercado español en 2017, por debajo del actual límite establecido reglamentariamente del 50%. Se aprecia un aumento en el aprovisionamiento de gas argelino por gasoducto, por la entrada del Medgaz, mientras que se mantiene estable el peso del aprovisionamiento de gas argelino por GNL.

Los porcentajes de aprovisionamientos de GNL procedentes de Noruega, Nigeria, Trinidad & Tobago y Qatar se mantienen aproximadamente constantes en el horizonte 2013-2017 mientras que el peso de Egipto se reduce notablemente respecto a informes anteriores.

Figura 5.1.2. Diversificación de abastecimientos previstos.

Países de origen de los aprovisionamientos previstos	2013	2014	2015	2016	2017
Argelia	44,6%	44,4%	44,4%	45,4%	46,4%
Argelia (GN)	31,6%	31,2%	31,3%	32,6%	33,8%
Argelia (GNL)	12,9%	13,2%	13,1%	12,9%	12,6%
Nigeria	15,3%	14,9%	15,5%	15,2%	14,9%
Noruega	13,5%	11,8%	12,4%	12,3%	12,1%
Noruega (GN)	5,9%	4,3%	4,9%	4,8%	4,8%
Noruega (GNL)	7,6%	7,6%	7,5%	7,4%	7,3%
Qatar	12,7%	12,8%	12,7%	12,4%	12,1%
Trinidad & Tobago	11,2%	13,0%	12,0%	11,7%	11,4%
Francia	1,6%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%
Egipto	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Empresas transportistas, comercializadores, productores y CNMC.

Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017

5.1.3. Cobertura de la demanda del sistema gasista español.

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

5.1.3.1. Necesidad de cobertura de la demanda diaria punta.

En relación con la necesidad de cobertura de la demanda diaria punta, se considera que una capacidad de emisión superior en un 10% a la demanda punta es un valor aceptable, 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 el escenario CNMC.

Figura 5.1.3. Capacidad de emisión necesaria en el sistema para cumplir un índice de cobertura $I_c=1,1$.

	2013	2014	2015	2016	2017
Demanda Punta del Sistema (GWh/día)	1.771	1.810	1.852	1.883	1.910
Capacidad Necesaria / $I_c=1,1$ (GWh/día)	1.948	1.991	2.037	2.071	2.101

Fuente: CNMC

Una situación de demanda punta extrema unida a la indisponibilidad de alguna de las infraestructuras gasistas o una interrupción temporal de alguna de las principales fuentes de aprovisionamiento de gas, es la hipótesis empleada para calcular las consecuencias del fallo de suministro.

En el apartado 6.1.3 de este informe se desarrollan en detalle las simulaciones de funcionamiento del sistema en las que se determina el cumplimiento del índice de cobertura referido.

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

Según lo establecido en la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, se eleva la obligación de mantenimiento de existencias de gas natural de carácter estratégico hasta los 20 días; las existencias mínimas de seguridad no incluyen reservas de carácter operativo.

Estos días se computan como ventas firmes en el año natural anterior, que en todo momento 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.

En la Figura 5.1.4 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 seguridad de gas natural.

Figura 5.1.4: Estimación de las necesidades de capacidad de almacenamiento estratégico en función de la demanda firme prevista para el periodo 2013 – 2017.

	2013 (*)	2014	2015	2016	2017
Demanda total (escenario CNMC)	333.303	340.824	349.363	355.251	360.682
Demanda firme (GWh)	319.971	327.191	335.389	341.041	346.254
Demanda interrumpible (GWh)	13.332	13.633	13.975	14.210	14.427
Total necesidades almacenamiento (existencias estratégicas)	19.078	17.485	17.928	18.377	18.973

(*) Dato real preliminar. Fuente: CNMC

En el capítulo 6 se analizan las capacidades de almacenamiento del sistema y se comprueba cómo las infraestructuras actuales dan cumplimiento a las obligaciones referidas.

5.1.3.3. Necesidades de almacenamiento y emisión 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 casi el 100% de los aprovisionamientos de gas viene del exterior, resulta necesario contar con un sistema que disponga de una capacidad de almacenamiento 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 demanda de gas interrumpible, para hacer frente a estas contingencias externas.

Se consideran tres hipotéticos escenarios:

1. Suspensión temporal del suministro desde Argelia tanto de GN como de GNL

El primer 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.

Para hacer frente a este escenario, se considera que la pérdida de suministros desde Argelia (pérdida de entre el 44% y el 46% 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.

2. 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 es para todos los años Nigeria con una aportación de aproximadamente el 15%.

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.

3. Suspensión temporal del suministro de gas natural a través del gasoducto 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 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 5.1.5 se estiman las emisiones diarias excedentarias que debería aportar el sistema gasista para hacer frente a una suspensión temporal del suministro en cada uno de los escenarios considerados: suspensión temporal del mayor proveedor de gas natural, Argelia, suspensión temporal del suministro del mayor

proveedor de GNL y suspensión temporal del suministro a través del gasoducto del Magreb.

Figura 5.1.5. Estimación de la capacidad de emisión diaria mínima necesaria para hacer frente a una interrupción temporal del suministro sobre diversas hipótesis.

	2013	2014	2015	2016	2017
Hipótesis 1. Fallo suministro Argelia					
Suministro anual desde Argelia (Gwh/año)	197.469	197.937	199.438	207.301	212.927
Porcentaje sobre el suministro nacional total	45%	44%	44%	45%	46%
Emisión media diaria a cubrir en caso de fallo suministro desde Argelia (GWh/día)	541	542	546	568	583
Hipótesis 2. Fallo suministro mayor proveedor GNL					
Fallo de suministro mayor proveedor de GNL (GWh)	67.951	66.240	69.603	69.481	68.436
Porcentaje sobre el suministro total	15%	15%	15%	15%	15%
Emisión media diaria a cubrir en caso de fallo suministro mayor proveedor GNL (GWh/día)	186	181	191	190	187
Hipótesis 3. Fallo suministro gasoducto del Magreb					
Fallo de suministro de GN por el Magreb (GWh)	96.504	95.047	95.734	97.798	103.799
Porcentaje sobre el suministro total	22%	21%	21%	21%	23%
Emisión media diaria a cubrir en caso de fallo suministro Magreb (GWh/día)	264	260	262	268	284

Fuente: CNMC

Los análisis de índice de cobertura y de capacidad de emisión de las infraestructuras para hacer frente a la demanda punta en el periodo analizado se desarrollan en profundidad en el capítulo 6.

5.2. La cobertura de la demanda de energía eléctrica

Después de los apartados relativos a las previsiones de oferta y demanda desde 2013 hasta 2017, 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, así como los cierres de instalaciones existentes.

La adecuación de la capacidad vendrá determinada por el crecimiento de la demanda, por la evolución del equipo disponible y por el nivel de seguridad en el suministro de energía eléctrica que se pretenda conseguir.

En primer lugar, se analiza la cobertura de la demanda de energía eléctrica en el sistema peninsular y su necesidad de disponibilidad 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 2013-2017 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 esperados según las hipótesis recogidas en el apartado 3.2 de este Informe. Como escenario inferior se ha considerado, de los escenarios previstos en el capítulo 3, el desarrollado por la CNMC, con el fin de analizar el impacto de un posible contexto continuista de evolución de las puntas de demanda.

Figura 5.2.1. Previsión de potencia punta de invierno y de verano.

Invierno			Verano		
Punta de demanda (MW)	Esc. Inferior	Esc. Superior	Punta de demanda (MW)	Esc. Inferior	Esc. Superior
2013 / 14	41.224	45.000	2013	37.399 ^(*)	
2014 / 15	41.420	45.000	2014	38.944	40.700
2015 / 16	41.739	45.500	2015	39.129	40.700
2016 / 17	42.469	46.000	2016	39.674	41.200
2017 / 18	43.212	47.000	2017	40.122	42.200

(*) El dato de verano 2013 corresponde con valor real registrado el 10 de julio de 2013, entre las 13:00 y las 14:00.

Fuente: REE y CNMC.

Estas previsiones son menos exigentes que las consideradas en el informe marco anterior. Las puntas previstas en este informe para 2016/2017 son unos 3.000 MW inferiores a las que hace un año se preveían para el mismo periodo.

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 por 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 parcialmente considerada por el operador del sistema en la elaboración del Escenario Central de demanda.

Para el cálculo del índice de cobertura, se tendrá cuenta en el escenario Promotores la posibilidad de aplicar el servicio de interrumpibilidad de la demanda en 2.000 MW en los primeros años. No así en los años siguientes, en los que se desconoce el alcance que tendrá en su caso este servicio de la demanda.

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, como la estimación de sus altas y bajas a lo largo del periodo 2013-2017. Se utilizarán como punto de partida los dos escenarios oferta de potencia instalada obtenidos en el capítulo 4 de este Informe Marco para la generación en régimen ordinario, uno basado en las previsiones del operador del sistema (Escenario Operador) y el otro calculado por esta Comisión con la información aportada por los promotores (Escenario Promotores).

Siguiendo una postura conservadora, en el cálculo de la potencia disponible, no se tiene en cuenta la potencia instalada sino la realmente operativa, es decir, *Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017*

destruyendo de la potencia neta de cada tecnología aquella que, por estar sujeta a procesos de baja, a indisponibilidades de larga duración o a condicionantes medioambientales, no ha sido productiva durante los últimos ejercicios.

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 factores de indisponibilidad. Con respecto a la disponibilidad, 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.

En línea con las estimaciones del operador del sistema, se consideran las siguientes probabilidades de fallo fortuito de los grupos térmicos, de acuerdo con los valores totales máximos acaecidos en los últimos años, con la información sobre disponibilidad aportada por los promotores y con los datos manejados por el operador del sistema:

- Grupos nucleares 6%
- Grupos de fuel y fuel-gas 15%
- Grupos de carbón nacional 5%
- Grupos de carbón importado 3,5%
- Grupos de ciclo combinado 6% en invierno

Junto a la indisponibilidad fortuita, producida por averías u otras circunstancias inesperadas, la potencia térmica disponible también puede verse reducida por la existencia de potencia en mantenimiento en el momento de la punta. Aunque existe un incentivo a realizar los mantenimientos fuera del periodo de punta de demanda (el precio de la energía se incrementa en estos periodos), la experiencia demuestra que no siempre es así, principalmente porque la punta puede producirse en un amplio margen de tiempo. Por esta razón, se considerarán en el estudio de cobertura entre 1.500 y 3.000 MW de potencia en mantenimiento en el momento de la punta, según escenario, año y periodo estacional. En el escenario de los promotores se han tenido en cuenta, además de la experiencia de los últimos años, las previsiones de mantenimiento indicadas por los agentes.

Adicionalmente, la potencia térmica disponible se reduce en periodos veraniegos por efecto del incremento de la temperatura ambiental, lo cual facilita el alcance de los límites térmicos de las instalaciones eléctricas. Por este motivo, en el escenario de los promotores se considera una reducción de potencia de entre el 3% y el 8%, según tecnología.

Para las centrales hidráulicas convencionales y de bombeo mixto se han considerado diferencias de disponibilidad en invierno y en verano, como consecuencia de las diferencias climatológicas estacionales. En conjunto y en

valor medio, la disponibilidad de estas tecnologías es de un 45% en invierno y un 35% en verano en un año seco. En el caso de las centrales de bombeo puro la disponibilidad considerada se incrementa hasta el 80%.

En la previsión de la potencia disponible del régimen especial se ha tomado la referencia utilizada por el operador del sistema, en línea con la información propia de la CNMC, considerándose unos coeficientes de disponibilidad que varían, para el régimen especial renovable¹³ entre el 0% (fotovoltaica en periodo invernal) y el 50% (biomasa y biogás); se ha considerado el 7% y el 9% para la potencia eólica en verano e invierno, respectivamente. Estos coeficientes son significativamente mayores para el régimen especial no renovable¹⁴, para el que se sitúan entre el 50% (residuos) y el 70% (cogeneración).

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

Los intercambios intracomunitarios e internacionales no suelen considerarse en los análisis de cobertura porque, aunque son habituales, están sometidos a grandes incertidumbres (desarrollo de los mercados eléctricos europeos, diferencial de precios entre ellos, capacidades de intercambio, etc.).

Sin embargo, dado que en los últimos años el saldo resultante de los intercambios ha resultado exportador para nuestro sistema, lo que supone un aumento de la demanda eléctrica y, por tanto, una reducción del margen de cobertura, en los primeros años del horizonte analizado, se ha incluido en el cálculo un saldo exportador de 1.200-1.900MW, en línea con los valores manejados por el operador del sistema en sus análisis de cobertura en el corto plazo. A partir de entonces, se ha considera un saldo nulo de la interconexión.

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 por la CNMC con la información facilitada por los promotores, para cada uno de los años del periodo considerado.

Sobre el escenario del operador del sistema (Escenario Operador), se advierte que los datos correspondientes a los dos primeros años de la figura 5.2.3 han sido calculados por la CNMC a partir de la información facilitada por el operador del sistema de modo que todos los años sean comparables. Dicho operador ha desarrollado dos estudios diferentes, uno para los primeros años (2013-2014) y otro para los años posteriores (2015-2017). El primero de estos

¹³ Régimen especial renovable: hidráulica, eólica, solar, biomasa y biogás.

¹⁴ Régimen especial no renovable: cogeneración y residuos sólidos y urbanos.

Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017

estudios presenta un carácter probabilístico para el tratamiento del fallo fortuito y el segundo determinista. Para que puedan ser comparables, se ha determinado para los dos primeros años el fallo fortuito de la generación térmica en régimen ordinario con el criterio seguido en los años posteriores. Por esta razón, aunque las hipótesis de cálculo sean teóricamente las mismas, podrían apreciarse discrepancias entre los números aportados por REE y los aquí expuestos.

Figura 5.2.2. Potencia disponible prevista por tecnología (MW) en el Escenario Operador.

Potencia Disponible (MW)					
Invierno	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018
Hidráulica	8.550	9.190	9.200	9.200	9.520
Nuclear	5.744	6.690	7.130	7.130	7.130
Carbón	9.835	9.835	10.050	8.920	8.720
Fuel/Gas	430	430	0	0	0
CCGT	23.437	23.437	23.420	23.420	23.420
Régimen especial renovable	2.343	2.404	4.060	4.160	4.250
Régimen especial no renovable	4.870	4.930	5.080	5.110	5.130
Saldo intercambios en punta	-1.850	-1.850	0	0	0
Potencia en mantenimiento	-2.000	-2.000	-1.600	-1.600	-1.600
Total potencia disponible	51.360	53.066	57.340	56.340	56.570

Potencia Disponible (MW)				
Verano	2014	2015	2016	2017
Hidráulica	7.000	7.840	7.840	8.000
Nuclear	4.803	7.130	7.130	7.130
Carbón	9.835	10.050	10.050	8.920
Fuel/Gas	430	383	0	0
CCGT	22.935	22.430	22.430	22.430
Régimen especial renovable	3.412	7.130	7.320	7.510
Régimen especial no renovable	4.855	5.070	5.090	5.120
Saldo intercambios en punta	-1.200	0	0	0
Potencia en mantenimiento	-2.000	-2.400	-2.400	-2.400
Total potencia disponible	50.071	57.633	57.460	56.710

Fuente: REE y CNMC.

Figura 5.2.3. Potencia disponible prevista por tecnología (MW) en el escenario Promotores.

Potencia Disponible (MW)					
Invierno	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018
Hidráulica	8.647	8.821	9.336	9.347	9.349
Nuclear	5.684	6.690	6.690	6.690	6.690
Carbón	9.247	9.247	9.020	8.305	8.304
Fuel/Gas	506	506	0	0	0
CCGT	21.756	21.763	21.763	21.763	21.763
Régimen especial renovable	3.771	3.771	3.771	3.771	3.771
Régimen especial no renovable	4.767	4.767	4.767	4.767	4.767
Saldo intercambios en punta	-1.850	-1.850	0	0	0
Total potencia disponible	52.528	53.715	55.347	54.644	54.644

Potencia Disponible (MW)				
Verano	2014	2015	2016	2017
Hidráulica	7.161	7.335	7.849	7.858
Nuclear	5.590	5.590	5.590	5.590
Carbón	9.864	9.864	8.922	8.921
Fuel/Gas	506	0	0	0
CCGT	20.152	20.115	20.115	20.115
Régimen especial renovable	6.672	6.672	6.672	6.672
Régimen especial no renovable	4.767	4.767	4.767	4.767
Saldo intercambios en punta	-1.200	0	0	0
Total potencia disponible	53.513	54.344	53.916	53.924

Nota: la potencia indisponible por mantenimiento ha sido deducida de cada una de las tecnologías, por un total aproximado de 1.500 MW en invierno y 3.000 MW en verano.

Fuente: promotores, REE y CNMC.

En ambos escenarios de evolución de potencia peninsular, las variaciones más importantes de potencia disponible se deben a la consideración en mayor o menor medida en el año de factores adicionales a la potencia instalada, esto es, saldo de intercambios y potencia en mantenimiento.

Respecto a las centrales de ciclo combinado, no se ha considerado, en ninguno de los escenarios, la puesta en marcha de nuevas instalaciones durante el periodo analizado, al existir una fuerte incertidumbre sobre la firmeza de nuevos proyectos en el horizonte. Aunque sí hay proyectos que disponen de autorización administrativa, y cuyo promotor indica fechas de puesta en marcha antes del fin de 2017, no se tiene constancia de progresos en los trabajos para su construcción.

Respecto al régimen especial, se ha supuesto una determinada evolución de la potencia instalada, teniendo en cuenta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

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 capacidad de la potencia instalada en el sistema eléctrico para llevar a cabo la cobertura de la máxima demanda que pueda producirse; así como determinar la potencia que sería necesario instalar, en su caso, para lograr alcanzar un nivel de seguridad de suministro razonable en los próximos cinco años o, al contrario, evaluar la sobrecapacidad del sistema. 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% sobre la punta de demanda prevista.

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 (superior y central), así como la mínima potencia efectiva que se espera aporten las diferentes tecnologías en situación de invierno y de verano en los escenarios Operador Promotores.

Fuentes de incertidumbre

Las principales incertidumbres naturales, con respecto a la cobertura de la demanda, son la evolución de la demanda y la potencia instalada y la disponibilidad de energía hidroeléctrica. La primera de ellas ha sido considerada en el capítulo 3, a través del análisis de dos escenarios de crecimiento de demanda, uno más exigente que el otro pero ambos posibles.

Respecto a la disponibilidad de 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 CNMC con la información facilitada por los agentes sobre sus planes de promoción y cierre de instalaciones.

La disponibilidad de energía hidroeléctrica, se ha incluido en el estudio con 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 inferiores 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 considera probable que se produzcan a la vez que la punta de demanda y coincidiendo con las otras hipótesis conservadoras: año seco, elevada potencia en mantenimiento, saldo exportador, etc.

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 superan ampliamente en todos los casos el valor de 1,10 hasta el invierno 2017/2018 en todos los escenarios. 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.

Figura 5.2.4. Índices de cobertura resultantes para verano e invierno con la potencia operativa prevista en el Escenario Operador

Índice de cobertura - Invierno	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018
Escenario demanda Inferior	1,25	1,28	1,37	1,33	1,31
Escenario demanda Superior	1,14	1,18	1,26	1,22	1,20

Índice de cobertura - Verano	2014	2015	2016	2017
Escenario demanda Inferior	1,29	1,47	1,45	1,41
Escenario demanda Superior	1,23	1,42	1,39	1,34

. Fuente: REE y CNMC.

Figura 5.2.5. Índices de cobertura resultantes para verano e invierno con la potencia operativa prevista en el Escenario Promotores.

Índice de cobertura - Invierno	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018
Escenario Demanda Inferior	1,27	1,30	1,33	1,29	1,26
Escenario Demanda Superior	1,17	1,19	1,22	1,19	1,16

Índice de cobertura - Verano	2014	2015	2016	2017
Escenario Demanda Inferior	1,37	1,39	1,36	1,34
Escenario Demanda Superior	1,31	1,34	1,31	1,28

Fuente: promotores, REE y CNMC.

Los índices de cobertura anteriores se han calculado teniendo en cuenta un saldo exportador en los dos primeros años del periodo, tal como se ha indicado más arriba. Es por esta razón que el índice resulta inferior en esos años. No se ha tenido en cuenta sin embargo el efecto de la interrumpibilidad de la demanda, aunque a día de hoy parece garantizada al menos en los dos primeros años; en caso de considerarla, los índices se incrementan, según se observa en la figura siguiente.

Figura 5.2.6. Índices de cobertura resultantes para verano e invierno con la potencia operativa prevista en el Escenario Promotores, considerando una demanda interrumpible de 2.000MW en los dos primeros años del periodo analizado.

Índice de cobertura - Invierno	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018
Escenario Demanda Inferior	1,34	1,36	1,33	1,29	1,26
Escenario Demanda Superior	1,22	1,25	1,22	1,19	1,16

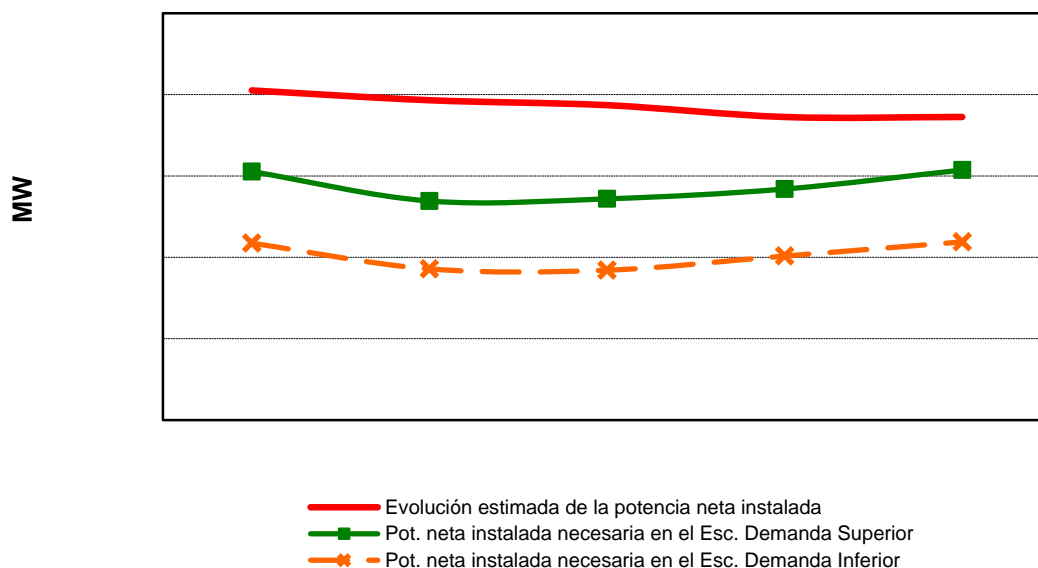
Índice de cobertura - Verano	2014	2015	2016	2017
Escenario Demanda Inferior	1,45	1,39	1,36	1,34
Escenario Demanda Superior	1,38	1,34	1,31	1,28

Fuente: promotores, REE y CNMC.

Respecto a las previsiones efectuadas en el informe marco del año anterior, los índices de cobertura ahora calculados son en general superiores, esencialmente por una menor previsión de crecimiento de las puntas de demanda, así como retrasos en la puesta en marcha de las instalaciones en proyecto.

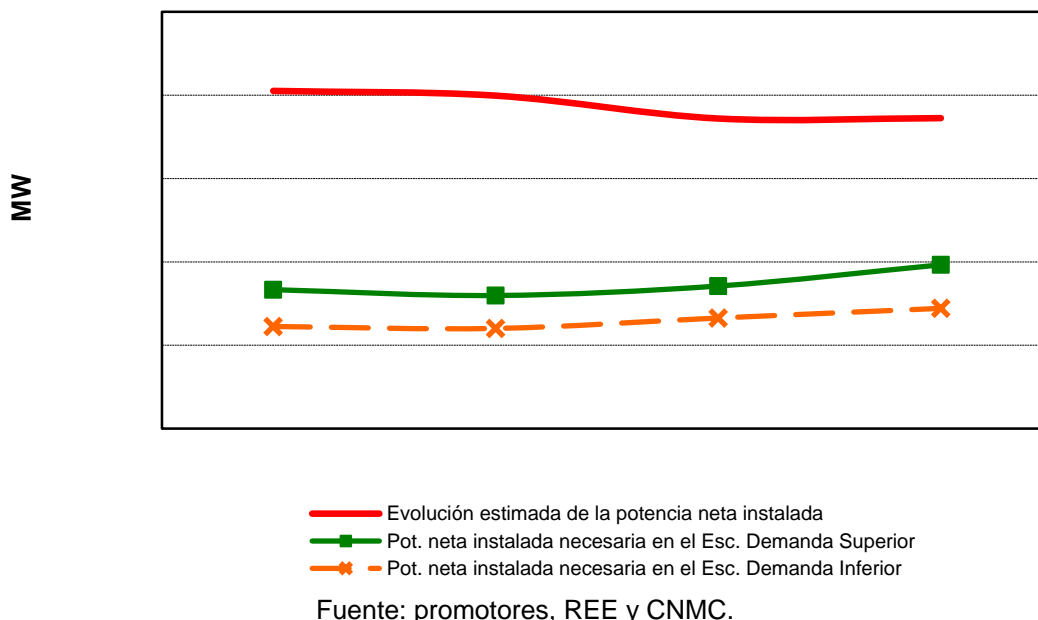
Otra forma de apreciar la holgura del sistema es comparar la potencia eléctrica instalada necesaria para realizar la cobertura de la punta de demanda con un margen de reserva del 10% (IC=1,10) con la oferta de potencia prevista, en cada periodo y escenario. El resultado para el escenario Promotores se 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 por encima del nivel de seguridad establecido.

Figura 5.2.6. Comparación de la potencia neta instalada prevista (Escenario Promotores) con la necesaria para un margen de cobertura de 1,1 en la punta de invierno.



Fuente: promotores, REE y CNMC.

Figura 5.2.7. Comparación de la potencia neta instalada prevista (Escenario Promotores) con la necesaria para un margen de cobertura de 1,1 en la punta de verano.



Considerando únicamente los márgenes obtenidos, el sistema eléctrico podría prescindir en los próximos cuatro años, sin causar un problema para la cobertura de la punta de demanda, de como mínimo 7 grupos equivalentes de ciclo combinado, además de los dos ya considerados como bajas en este informe. Suponiendo el escenario de demanda inferior, la cifra se eleva hasta 18.

No obstante lo anterior, hay que advertir que no sólo es relevante la cantidad de potencia excedentaria sino también el servicio que ésta presta al sistema. En concreto, la ubicación de las instalaciones y su idoneidad para la resolución de restricciones técnicas en la red, puede condicionar la capacidad del sistema para prescindir de las unidades de generación, más allá de su necesidad para la cobertura de la punta de demanda.

Otras consideraciones

Tal como se ha indicado en los expositivos anteriores, los dos escenarios de potencia disponible prevista recogidos en el punto anterior, han sido calculados según una senda estimada de altas y bajas de potencia instalada, más unas previsiones de disponibilidad de esta potencia instalada calculadas sobre la base de la experiencia acumulada. Sin perjuicio de que dichos escenarios sean los más probables en los próximos años y por tanto deban constituir la base de un estudio de cobertura, merece consideración la posibilidad de un escenario de potencia disponible inferior al previsto por efecto de algunos factores no contemplados por su elevado grado de incertidumbre.

En primer lugar, la Directiva 2010/75 de Emisiones Industriales establece que a partir del 1 de enero de 2016, fecha en la que se producirían los efectos previstos en el artículo 82 de dicha Directiva, podría haber una menor disponibilidad de las centrales del parque actual de carbón cuyo cierre no está inicialmente previsto. Esta Directiva regulará la emisión de contaminantes propios de las centrales de combustión (SO₂, NO_x, partículas, CO y Hg), y obligará a los titulares de las centrales más contaminantes (carbón en el sistema español) a acometer importantes inversiones o bien limitar sus horas de funcionamiento o bien proceder al cierre de la instalación.

No se prevé que la Directiva 2010/75 vaya a provocar el cierre de instalaciones en el corto plazo, al menos no hasta 2016, fecha en la que se producirían los efectos previstos en el artículo 82 de dicha Directiva. Sin embargo, podría suceder que los titulares decidieran no invertir en las centrales, reduciéndose su funcionamiento y/o su disponibilidad. Incluso en el caso de acometer las inversiones necesarias, la indisponibilidad por trabajos podría ser larga y abarcar el periodo de punta de demanda.

Otra posibilidad es que se mantenga en todo el periodo, y no sólo en los primeros años, la presencia de un saldo neto exportador en las interconexiones, tal que produzca una minoración de la potencia disponible para cubrir la demanda interna. Sin embargo, este efecto podría verse compensado por la interrumpibilidad de la demanda, que no ha sido considerada más allá del 2014.

Cabe mencionar también la actual tramitación de una propuesta de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica. La publicación de este Real Decreto introducirá la posibilidad de cerrar temporalmente la potencia instalada que no resulte necesaria para el sistema, previéndose su selección mediante un procedimiento competitivo de subastas. Dada la situación actual, se considera que un número relevante de centrales térmicas de ciclo combinado podrían estar interesadas en este tipo de cierre temporal, lo que supondría una merma de la potencia disponible en el sistema y en consecuencia una reducción de los índices y márgenes de cobertura.

El efecto anterior no ha sido considerado en este informe, porque se desconoce tanto la posible fecha de entrada en vigor del mecanismo como el grado de incentivo para la hibernación que, en su caso, proporcione el mismo. No obstante, la propuesta de Real Decreto prevé que la administración competente mantenga el control sobre el volumen de potencia que se permitiría hibernar, así como las condiciones de dicha hibernación, por lo que no se prevé que pueda suponer un riesgo para la seguridad del sistema en ningún caso, aún cuando se reduzca el margen de cobertura.

Apuntar que en este año 2013 han sido ocho ciclos equivalentes de 400MW los que prácticamente no han tenido funcionamiento, ni a través del mercado ni por

restricciones. Son por tanto los que en un primer momento podrían estar interesados en acogerse a un periodo de hibernación para evitar incurrir en mayores coste fijos. Esta cifra es coherente con los nueve ciclos equivalentes que el estudio ha determinado como excedentarios del sistema en los próximos años incluso en las condiciones más exigentes de los escenarios de demanda y potencia disponible.

Por último, se debe tener en cuenta el efecto de posibles restricciones en la red de transporte que limiten la capacidad de evacuación de las unidades de producción en régimen ordinario. En este sentido, en los últimos años, el operador del sistema ha venido utilizando el concepto de las restricciones zonales. Estas restricciones consisten en limitar diariamente la producción máxima que puede ser vertida a la red de transporte por un conjunto de unidades de generación ubicadas en una misma zona. No se limita por tanto la producción de cada una de ellas, como se hacía en el pasado, pero sí del conjunto de unidades, de modo que podrán libremente participar en el mercado de producción, resultando despachadas las más eficientes, pero no podrían verter todas a la vez a plena carga.

Aunque la mayor parte de las restricciones zonales vienen motivadas por la realización de trabajos y descargos en la red, se han identificado algunas restricciones zonales permanentes y, por tanto, susceptibles de coexistir con una punta de demanda, lo que supondría una reducción de la potencia disponible y por tanto del índice de cobertura. Se estima que esta reducción podría consistir en un valor de potencia equivalente a tres grupos de ciclo combinado de 400MW.

Estas posibles restricciones de evacuación de la producción deberían tenerse en cuenta a la hora de otorgar, en su caso, autorizaciones de cierre o hibernación.

Contraste de las previsiones de cobertura en Europa en el invierno 2013/2014

El 28 de noviembre de 2013, ENTSOE (European Network of Transmission System Operators for Electricity) ha publicado su estudio anual “Winter Outlook Report 2013/14”, en el que analiza las condiciones de disponibilidad de la producción en Europa y el nivel de adecuación entre la oferta y la demanda de electricidad en cada país participante.

En dicho estudio, aparece España entre los países que incluso en condiciones severas no es previsible que requieran importaciones del exterior para poder cubrir su máxima demanda, en ningún momento del próximo invierno. Al contrario de lo que sucede en algunos países de su alrededor, como es el caso de Francia.

Figura 5.2.8. Indicador de las necesidades de importación para la cobertura de la demanda en condiciones severas.



Imagen extraída del Winter Outlook Report 2013/14 publicado por ENTSOE en noviembre de 2013.

No obstante lo anterior, sí aparece España como un país con cierto riesgo en algunas semanas, especialmente en periodos nocturnos, en los que el sistema español va a necesitar utilizar el 100% de su capacidad de exportación de energía para poder integrar en el sistema toda su producción renovable. En caso contrario (insuficiente exportación), se requerirían importantes cantidades de reserva a bajar.

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 —con la excepción, siquiera parcial, del subsistema Mallorca-Menorca, recientemente conectado con la Península mediante un cable en continua— 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 la probabilidad y la esperanza de pérdida de carga y la demanda no suministrada. En el año 2013 cabe mencionar la aprobación de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, que otorga nuevas competencias al Operador del Sistema, particularmente en materia de cobertura de la demanda, especificando en su artículo 2, apartado 4, que será el encargado de remitir anualmente *“al Ministerio de Industria, Energía y Turismo un informe en el que se pongan de manifiesto los riesgos sobre la seguridad y continuidad de suministro existentes en estos sistemas, adicionales a los inherentes a su propia condición de sistemas aislados y pequeños, tanto por la falta de potencia instalada como por la situación de las redes de transporte o distribución existentes. Asimismo, en este informe el operador del sistema valorará técnica y económicamente las necesidades de nuevas instalaciones de generación por nudos, y sus tecnologías, u otras alternativas para resolver estos riesgos”*.

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, esperanza de pérdida de carga): Número esperado de horas de un año en las que la potencia disponible de un sistema eléctrico es inferior a la demanda. Se fija, según el R.D. 1747/2003, un valor mensual máximo de pérdida de carga de 0,2 h/mes.

- ⇒ LOLP (Loss of Load Probability, probabilidad de pérdida de carga): Probabilidad de que, en un período determinado, la potencia disponible del sistema sea inferior a la demanda.
- ⇒ LORE (Loss of Reserve Expectation, esperanza de pérdida de reserva): Valor esperado de horas de incumplimiento del criterio establecido de reserva (horas/año, horas/mes). No existe una referencia sobre el valor probabilista permitido de horas de “pérdida de reserva”, o LORE, que son necesariamente superiores a las de pérdida de carga, por lo que no se ha tenido en cuenta este criterio en el dimensionamiento de la generación en los SEIE, si bien se ha verificado que no se alcancen valores muy elevados.

Para el cálculo de los índices de cobertura el Operador del Sistema ha optado por definir una senda con las necesidades anuales de nueva potencia mínima a instalar de forma que se ajusten anualmente al criterio de LOLE, sin especificar el tamaño exacto del grupo que finalmente se instale. En todos los casos el ejercicio de dimensionamiento de la generación en los SEIE parte de los grupos ya instalados o en fase de construcción, por lo que en algunos subsistemas se ha considerado al principio del periodo la instalación de grupos adicionales, o que se completará la construcción de un ciclo combinado, a pesar de que el índice de fiabilidad LOLE es ya suficientemente bajo.

Para cada uno de los subsistemas que conforman los SEIE¹⁵ se han considerado sus características particulares, como son las interconexiones que unen y unirán próximamente más de dos subsistemas, la previsión de una importante instalación de renovables, y la significativa potencia de bombeo prevista en algunos sistemas, que han supuesto situaciones novedosas que deben ser tenidas en cuenta en el análisis de cobertura de la demanda, según pone de manifiesto el Operador del Sistema. Por ello, en el estudio de cobertura ha desarrollado metodologías probabilistas para incorporar la contribución de la potencia eólica y solar, así como los grupos de bombeo previstos en algunos sistemas canarios.

En cualquier caso las necesidades sugeridas en el análisis de cobertura por parte del Operador del Sistema son de potencia necesaria para garantizar la seguridad de suministro, no especificando el tipo de tecnología en que se incrementaría esta potencia. Cuando un sistema requiere potencia adicional para cumplir los criterios de fiabilidad, se considera que el tamaño máximo de los nuevos grupos que se propone instalar es el máximo que permite el sistema sin comprometer la seguridad ni los criterios de reserva. Grupos de pequeño tamaño contribuyen a aumentar la fiabilidad del sistema, e incluso redundan en menores necesidades de potencia total.

¹⁵ Mallorca-Menorca, Ibiza-Formentera y Lanzarote-Fuerteventura constituyen subsistemas por estar interconectadas entre sí; los restantes SEIE están aislados y cada uno de ellos es un subsistema en sí mismo.

Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017

Para el estudio determinista de la cobertura, el Operador del Sistema ha utilizado el criterio establecido en la Orden Ministerial ITC/914/2006, de 30 de marzo, por el que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia, según los índices de cobertura máximos contemplados en el Anexo I de la mencionada Orden. El índice de cobertura se ha calculado como la suma de la potencia térmica disponible en cada subsistema dividido por la punta anual prevista.

Islas Baleares

Como se ha mencionado anteriormente, se parte de una potencia instalada total en 2012 de 2.441 MW, repartidos en 2.274 MW de régimen ordinario (en los que se incluyen 935 MW de centrales de ciclo combinado) y 167 MW de régimen especial. Se contemplan aquí las mismas interconexiones entre islas y con la Península a las que se ha hecho referencia en el anterior capítulo 4 (previsión de la oferta).

Escenario del Agente Generador:

Se contemplan aquí las mismas interconexiones entre islas y con la Península a las que se ha hecho referencia en el anterior capítulo 4 (previsión de la oferta). Se considera una potencia instalada total en 2017 de 2.517 MW, repartidos en 2.348 MW de régimen ordinario y 169 MW de régimen especial.

A continuación se indican las reservas de seguridad resultantes en los dos subsistemas de las Islas Baleares.

Figura 5.2.8. Evolución de la reserva de generación en las Islas Baleares. Datos en MW.

Mallorca-Menorca	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia instalada R.O.	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944
Potencia instalada R.E.	169	169	169	169	169
Total Potencia disponible	2.225	2.225	2.363	2.370	2.366
Potencia neta grupo mayor	200	200	200	200	200
Potencia neta seguridad	1.825	1.825	1.963	1.970	1.966
Demanda de potencia Punta	978	969	979	998	1.018
Reserva de potencia	847	856	984	972	947

Ibiza-Formentera	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia instalada R.O.	380	380	380	404	404
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	348	348	548	559	559
Potencia neta grupo mayor	48	48	100	100	100
Potencia neta seguridad	252	252	348	359	359
Demanda de potencia Punta	211	208	210	214	218
Reserva de potencia	41	44	138	145	141

Fuente: ENDESA y CNMC.

En los cálculos anteriores se incluyen, en potencia disponible, desde 2012 la interconexión Mallorca-Península y, a partir de 2015, la potencia que se podría transportar desde Ibiza a través de la nueva interconexión Mallorca-Ibiza, considerando en ambos casos la posible utilización según los criterios de seguridad existentes.

Análogamente, a partir de 2015, en el sistema Ibiza-Formentera se considera en la potencia disponible las dos interconexiones Mallorca-Ibiza, teniendo en cuenta en ambos casos los criterios de seguridad existentes.

En 2012 y para el sistema Balear en su totalidad, considerando la potencia efectiva neta (disponible) según el agente generador de 2.028 MW y la demanda punta en verano de 1.206 MW, el índice de cobertura resultó ser de 1,68. Con la previsión anterior, resultarían los siguientes índices de cobertura:

Figura 5.2.9. Evolución de los índices de cobertura en las Islas Baleares.

Índice de cobertura (*)	2013	2014	2015	2016	2017
Mallorca-Menorca	2,27	2,30	2,41	2,37	2,32
Ibiza-Formentera	1,65	1,67	2,61	2,61	2,56

(*) Se ha calculado como “Total Potencia disponible” sobre “Demanda de potencia Punta” según los datos aportados por el agente generador.

Fuente: ENDESA y CNMC.

La esperanza matemática de pérdida de carga (LOLE), calculada según el agente generador, aporta los siguientes resultados:

Figura 5.2.10. Esperanza matemática de pérdida de carga en las Islas Baleares.

LOLE (días/año)	2013	2014	2015	2016	2017
Mallorca	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Menorca	0,0002	0,0002	0,0002	0,0000	0,0000
Ibiza-Formentera	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente: ENDESA y CNMC.

Estos cálculos respetan los valores de referencia fijados como garantía de cobertura de la demanda, puesto que el Real Decreto 1747/2003 fija el objetivo de mantener el LOLE por debajo de 0,1 días/año.

El agente generador indica que se ha establecido la incorporación de nuevas instalaciones en función de las últimas previsiones de crecimiento de la demanda y de la punta de demanda, por lo que se ha producido una exigencia menor de nuevas instalaciones para alcanzar los índices de cobertura reglamentariamente establecidos en la normativa vigente.

Escenario del Operador del Sistema:

Se ha realizado un ejercicio de cobertura probabilística de la demanda que tiene en consideración que a lo largo de los próximos años entrarán en servicio

Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017

interconexiones adicionales entre Mallorca e Ibiza y entre Ibiza y Formentera, por lo que todo el archipiélago quedará interconectado entre sí. Para el modelado de las interconexiones existentes y futuras, entre islas y con el sistema peninsular, se define la potencia equivalente a partir de la capacidad del enlace y en base a criterios normales de operación del sistema. Los sistemas interconectados han sido analizados conjuntamente, considerando el apoyo probabilístico que pueden darse los sistemas contiguos.

Además se han considerado como hipótesis adicionales:

- Para el enlace Península-Mallorca, se asume un exceso de capacidad en el sistema peninsular que permitiría destinar hasta 300 MW al sistema de Mallorca a través del enlace.
- El enlace Mallorca-Menorca que ya está en servicio, se modela con una potencia de 35 MW hasta la entrada del segundo enlace (prevista en el año 2017), cuando la potencia conjunta de ambos se considera alcance 80 MW.
- Ibiza y Formentera se consideran un solo sistema y, por tanto un solo nudo, la capacidad de las interconexiones actuales y futuras no se tiene en cuenta.
- El doble enlace Ibiza-Mallorca a partir de 2014 se considera con una capacidad total de 90 MW.
- El Operador del Sistema manifiesta haber desarrollado metodologías para incorporar la contribución de la potencia del régimen especial en el Sistema Balear, puesto que se prevé una importante evolución en cuanto a la generación eólica y fotovoltaica, habiendo considerado previsiones del gobierno Balear (aunque en el estudio determinista presenta como resultado el índice de cobertura utilizando sólo potencia térmica para su cálculo).

En todo caso, el parque de generación instalado en cada sistema deberá asegurar el criterio probabilístico de cobertura que dé como resultado un LOLE mensual inferior a 0,2 horas/mes (equivalente a los 0,1 días/año antes mencionados), añadiendo en su caso nuevos grupos que estén en construcción o que sean necesarios para satisfacerlo.

Ante las hipótesis expuestas, los resultados probabilísticos de la cobertura de demanda presentados por el Operador del Sistema son los siguientes:

Figura 5.2.11. Evolución anual de los parámetros de cobertura en las Islas Baleares.

Mallorca	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia térmica disponible (MW)	1.492	1.492	1.492	1.492	1.492
Punta Prevista MW	849	872	897	925	956
Ic (sólo Potencia Térmica)	1,76	1,71	1,66	1,61	1,56
Ic (máximo según Orden ITC/914/2006)	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
LOLE (máximo mensual horas/mes)	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01

Menorca	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia térmica disponible (MW)	245	245	245	245	245
Punta Prevista MW	116	118	122	125	129
Ic (sólo Potencia Térmica)	2,12	2,07	2,01	1,96	1,90
Ic (máximo según Orden ITC/914/2006)	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
LOLE (máximo mensual horas/mes)	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01

Ibiza-Formentera	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia térmica disponible (MW)	342	342	319	319	319
Punta Prevista MW	205	212	219	227	236
Ic (sólo Potencia Térmica)	1,67	1,62	1,46	1,40	1,35
Ic (máximo según Orden ITC/914/2006)	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
LOLE (máximo mensual horas/mes)	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01

Ic: Índice de cobertura

Fuente: REE.

Los resultados anteriores se han obtenido calculando el índice anual de cobertura como el cociente entre la potencia térmica útil (MW Netos) y la punta anual de potencia prevista.

Por lo tanto, y a la vista de estos resultados, bajo el escenario del Operador del Sistema, se concluye que no sería necesaria potencia térmica adicional desde el punto de vista de la fiabilidad del sistema, considerando que con la generación actualmente instalada más la contribución de las interconexiones previstas, el suministro quedaría asegurado.

Islas Canarias

Como se ha mencionado anteriormente, se parte de una potencia instalada total en 2012 de 2.975 MW, repartidos en 2.634 MW de régimen ordinario (en los que se incluyen 923 MW de centrales de ciclo combinado) y 340 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:

El agente generador aporta la información reflejada en los cuadros siguientes para cada sistema: Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote-Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro. En los mismos presenta la potencia neta disponible durante la punta de demanda anual en las condiciones más adversas de temperatura, eolicidad y disponibilidad de agua, el margen de seguridad mínimo del sistema (potencia neta), así como la punta de demanda prevista, resultando, por diferencia, la reserva de potencia prevista. 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, además de las solicitudes de acceso ya tramitadas.

Figura 5.2.12. Evolución de la reserva de generación en las Islas Canarias. Datos en MW.

Gran Canaria	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia instalada R.O.	999	999	999	999	999
Potencia instalada R.E.	153	153	153	153	153
Total Potencia disponible	917	917	917	917	917
Potencia neta grupo mayor	114	114	114	114	114
Potencia neta seguridad	690	690	690	690	690
Demanda de potencia Punta	547	549	555	564	572
Reserva de potencia	143,3	141,1	135,1	126,7	118,3

Tenerife	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia instalada R.O.	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054
Potencia instalada R.E.	143	143	143	143	143
Total Potencia disponible	997	997	997	997	997
Potencia neta grupo mayor	113	113	113	113	113
Potencia neta seguridad	771	771	771	771	771
Demanda de potencia Punta	563	564	570	579	587
Reserva de potencia	207,8	206,7	201,1	192,5	183,8

Lanzarote-Fuerteventura	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia instalada R.O.	417	417	417	424	424
Potencia instalada R.E.	34	34	34	34	34
Total Potencia disponible	328	345	345	356	356
Potencia neta grupo mayor	32	32	32	32	32
Potencia neta seguridad	263	280	280	291	291
Demanda de potencia Punta	238	239	241	245	248
Reserva de potencia	24,6	41,6	39,3	46,6	43,0

La Palma	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia instalada R.O.	109	109	109	109	109
Potencia instalada R.E.	10	10	10	10	10
Total Potencia disponible	87	87	86	86	86

Potencia neta grupo mayor	12	12	12	12	12
Potencia neta seguridad	64	64	63	63	63
Demanda de potencia Punta	44	44	45	45	46
Reserva de potencia	19,4	19,5	18,8	18,1	17,5

La Gomera	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia instalada R.O.	23	23	26	26	26
Potencia instalada R.E.	0	0	0	0	0
Total Potencia disponible	20	20	23	23	23
Potencia neta grupo mayor	3	3	3	3	3
Potencia neta seguridad	14	14	17	17	17
Demanda de potencia Punta	12	12	12	12	12
Reserva de potencia	1,7	1,7	4,7	4,5	4,3

El Hierro	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia instalada R.O.	14	26	26	26	26
Potencia instalada R.E.	0	0	0	0	0
Total Potencia disponible	11	24	24	24	24
Potencia neta grupo mayor	2	3	3	3	3
Potencia neta seguridad	7	18	18	18	18
Demanda de potencia Punta	8	8	8	8	8
Reserva de potencia	-0,1	10,6	10,5	10,4	10,3

Nota: En estos cálculos de El Hierro el agente generador ha considerado el hidro-bombeo Gorona del Viento.

Fuente: Endesa y CNMC.

Con los datos anteriores, resultarían los siguientes índices de cobertura:

Figura 5.2.13. Evolución de los índices de cobertura en las Islas Canarias.

Índice de cobertura (*)	2013	2014	2015	2016	2017
Gran Canaria	1,68	1,67	1,65	1,63	1,60
Tenerife	1,77	1,77	1,75	1,72	1,70
Lanzarote-Fuerteventura	1,37	1,44	1,43	1,45	1,43
La Palma	1,96	1,96	1,94	1,91	1,88
La Gomera	1,67	1,67	1,92	1,88	1,85
El Hierro	1,49	3,16	3,12	3,08	3,04

(*) Se ha calculado como "Total Potencia disponible" sobre "Demanda de potencia Punta" según los datos aportados por el agente generador.

Fuente: Endesa y CNMC.

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 estos máximos son superados en muchos de los casos.

Por otra parte, el agente generador también aporta sus cálculos sobre la probabilidad de fallo del equipo térmico (LOLE), siendo los siguientes:

Figura 5.2.14. Probabilidad de fallo del equipo térmico en las Islas Canarias.

LOLE (días/año)	2013	2014	2015	2016	2017
Gran Canaria	0,002	0,011	0,007	0,010	0,007
Tenerife	0,000	0,002	0,000	0,000	0,002
Lanzarote-Fuerteventura	0,004	0,001	0,005	0,002	0,005
La Palma	0,001	0,004	0,008	0,002	0,003
La Gomera	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000
El Hierro	0,032	0,004	0,000	0,000	0,000

Fuente: Endesa y CNMC.

Considerando que el Real Decreto 1747/2003 fija el objetivo de mantener el LOLE por debajo de 0,1 días/año, los resultados anteriores elaborados bajo la metodología probabilística indican que la cobertura de la demanda quedaría garantizada bajo las hipótesis propuestas por el agente generador.

El agente generador pone de manifiesto la importancia de la disponibilidad de gas natural, puesto que se ha decidido la instalación de ciclos combinados en las islas mayores por su mayor eficiencia energética y menores emisiones atmosféricas, pero lo cierto es que la disponibilidad de gas natural en Canarias no será una realidad hasta más allá del año 2018 según sus previsiones más optimistas, por lo que, mientras tanto, las turbinas de gas de los ciclos combinados consumirán gasóleo, circunstancia que tienen prevista, pero supone un mayor coste de combustible, una disminución de su vida útil y un aumento de emisiones.

Por otra parte, el agente generador también indica la necesidad urgente de reforzar la red de transporte para poder centralizar la ampliación de capacidad de generación de las instalaciones. Los problemas de evacuación de la potencia desde las centrales están ligados a restricciones de la red de transporte en la zona norte de Gran Canaria y, en el Sistema Lanzarote-Fuerteventura, en la zona sur de Fuerteventura, por problemas de autorización de instalaciones. En la actualidad existen algunas restricciones que pueden afectar al suministro, debidas a problemas de evacuación de la potencia desde las centrales, en particular en Lanzarote (Punta Grande) y Tenerife sur (Granadilla) que ya están prácticamente solucionados. Lo cierto es que mientras no se resuelvan los problemas de transporte y se desbloqueen las autorizaciones y permisos para el refuerzo de la red, posiblemente será necesario adoptar medidas extraordinarias para garantizar la cobertura de demanda, como podría ser la utilización de grupos electrógenos en régimen de alquiler y/o la instalación de turbinas de gas distribuidas.

Además, el agente generador hace hincapié en los proyectos que está llevando a cabo encaminados al desarrollo de centrales de bombeo en Tenerife, La Palma y La Gomera. Muy en particular el proyecto hidroeléctrico de El Hierro, con una potencia de turbinación aproximada de 11,3 MW, y que espera entre en funcionamiento a lo largo del primer semestre de 2014, así como el proyecto de construcción de una central hidroeléctrica reversible en las presas de Chira y

Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017

Soria en Gran Canaria, proyecto aún en fase de tramitación administrativa, pero que pone de manifiesto la potenciación de formas de producción mediante energías renovables en el Sistema Insular Canario como alternativa para garantizar la cobertura de la demanda.

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.

En cuanto a las interconexiones, la única existente en la actualidad es la que conecta Lanzarote con Fuerteventura cuya capacidad real utilizada para modelar la interconexión entre ambas islas es de 35 MW en el sentido de Fuerteventura a Lanzarote y de 30 MW en el contrario. En el análisis de cobertura se ha supuesto la entrada en servicio en 2016 (disponible en 2017) de una nueva interconexión entre estas islas, lo que supondrá que la capacidad real utilizada en la operación el sistema ascenderá a 60 MW en ambos sentidos. Estos sistemas interconectados han sido analizados conjuntamente, considerando el apoyo probabilístico que pueden darse los sistemas contiguos.

En los análisis elaborados por el Operador del Sistema se han tenido en cuenta las instalaciones previstas de bombeos en el Sistema Insular Canario, proyectos ubicados en Gran Canaria, Tenerife, La Palma y El Hierro, que supondrán una potencia instalada de 280 MW, y cuya puesta en funcionamiento está prevista para 2015 (disponible en 2016), con unos valores estimados de potencia hidráulica en centrales reversibles potencialmente viables de 164 MW en Gran Canaria, 90 MW en Tenerife y 15 MW en La Palma. Adicionalmente el sistema de El Hierro contará con un sistema de turbinación-bombeo de 11,3 MW de turbinación y 6 MW de bombeo desde el año 2013.

En cuanto a los equipos considerados inicialmente disponibles, hay instalaciones que se han considerado de baja bien por incumplimiento de restricciones medioambientales bien por haber superado los 40 años desde su construcción alcanzando el fin de su vida útil (ver **apartado 4.2.3.** del presente Informe Marco).

Para cada isla se han obtenido los resultados probabilísticos según definiciones de apartados anteriores, siendo los agregados a nivel anual los siguientes:

Figura 5.2.15. Evolución anual de los parámetros de cobertura en las Islas Canarias.

Gran Canaria	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia térmica disponible (MW)	881	881	881	881	881
Punta Prevista MW	562	575	589	606	623
Potencia de turbinación-bombeo (MW)	-	-	-	164	164
Potencia renovable (MW)	170	213	257	300	343
Ic (sólo Térmico)	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4
Ic (Térmico+Bombeo)	1,6	1,5	1,5	1,7	1,7
LOLE (máx. anual horas/mes)	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01

Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017

Tenerife	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia térmica disponible (MW)	962	962	919	919	876
Punta Prevista MW	563	578	595	613	633
Potencia de turbinación-bombeo (MW)	-	-	-	90	90
Potencia renovable (MW)	170	224	278	332	385
Ic (sólo Térmico)	1,7	1,7	1,5	1,5	1,4
Ic (Térmico+Bombeo)	1,7	1,7	1,5	1,6	1,5
LOLE (máx. anual horas/mes)	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
Lanzarote	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia térmica disponible (MW)	187	187	187	187	187
Punta Prevista MW	138	142	146	150	155
Capacidad de interconex. de Fv a Lz (MW)	35	35	35	35	60
Potencia renovable (MW)	21	28	36	44	52
Ic (sólo Térmico)	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
Ic (Térmico+Interconexión con Fv)	1,6	1,6	1,5	1,5	1,6
LOLE (máx. anual horas/mes)	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
Fuerteventura	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia térmica disponible (MW)	159	159	152	152	152
Punta Prevista MW	108	112	116	121	126
Capacidad de interconex. de Lz a Fv (MW)	30	30	30	30	60
Potencia renovable (MW)	32	46	60	75	89
Ic (sólo Térmico)	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2
Ic (Térmico+Interconexión con Lz)	1,7	1,7	1,6	1,5	1,7
LOLE (máx. anual horas/mes)	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
La Palma	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia térmica disponible (MW)	96	92	92	84	84
Punta Prevista MW	46	48	50	52	54
Potencia de turbinación-bombeo (MW)	-	-	-	15	15
Potencia renovable (MW)	13	15	18	21	24
Ic (sólo Térmico)	2,06	1,92	1,85	1,64	1,57
Ic (Térmico+Bombeo)	2,06	1,92	1,85	1,93	1,85
LOLE (máx. anual horas/mes)	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
La Gomera	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia térmica disponible (MW)	20	20	20	20	21
Punta Prevista MW	12	12	13	13	13
Potencia renovable (MW)	2	4	5	7	8
Ic (sólo Térmico)	1,66	1,61	1,58	1,53	1,56
LOLE (máx. anual horas/mes)	0,01	0,06	0,10	0,16	0,18
El Hierro	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia térmica disponible (MW)	12	12	12	12	12
Punta Prevista MW	7	8	8	8	9
Potencia de turbinación-bombeo (MW)	11,3/6	11,3/6	11,3/6	11,3/6	11,3/6
Potencia renovable (MW)	12	13	13	14	14
Ic (sólo Térmico)	1,70	1,63	1,57	1,51	1,44
Ic (Térmico+Bombeo 6MW)	2,52	2,42	2,33	2,24	2,14
LOLE (máx. anual horas/mes)	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01

Ic: Índice de cobertura

Fuente: REE.

A largo plazo, las necesidades de puesta en servicio de nuevos grupos se limitan a 1 MW adicional en La Gomera, y solo en el caso del escenario superior de demanda y hasta la construcción de la nueva interconexión con Tenerife.

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 2012 de 185 MW, repartidos en 183 MW de régimen ordinario (98 MW instalados en Ceuta y 85 MW en Melilla) y 2 MW de régimen especial, únicamente en Melilla.

Escenario del Agente Generador:

Conforme a las últimas previsiones de crecimiento de la demanda y de la punta de la demanda, y teniendo en cuenta los índices de cobertura reglamentariamente establecidos en la normativa vigente, el agente generador no prevé necesidades de potencia adicional para el periodo indicado en el caso del Sistema Extrapeninsular de Ceuta. En el caso de la Ciudad Autónoma de Melilla se estima necesaria la entrada en servicio de un nuevo grupo en noviembre del año 2016 de 12 MW de potencia instalada.

Figura 5.2.16. Evolución de la reserva de generación en Ceuta y Melilla. Datos en MW.

Ceuta	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia instalada R.O.	98	98	98	98	98
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	91	91	91	91	91
Potencia neta grupo mayor	13	13	13	13	13
Potencia neta seguridad	64	64	64	64	64
Demanda de potencia Punta	38	39	40	42	43
Reserva de potencia	27	26	24	23	21

Melilla	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia instalada R.O.	85	85	85	97	97
Potencia instalada R.E.	2	2	2	2	2
Total Potencia disponible	77	77	77	77	89
Potencia neta grupo mayor	12	12	12	12	12
Potencia neta seguridad	54	54	54	54	65
Demanda de potencia Punta	41	42	43	45	47
Reserva de potencia	13	12	10	8	18

Fuente: Endesa y CNMC.

Con los datos anteriores resultarían los siguientes índices de cobertura, calculado éste como el cociente entre el total de potencia disponible y la demanda de potencia en punta:

Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017

Figura 5.2.17. Evolución de los índices de cobertura en Ceuta y Melilla.

Índice de cobertura	2013	2014	2015	2016	2017
Ceuta	2,41	2,35	2,27	2,18	2,10
Melilla	1,89	1,84	1,78	1,71	1,89

Fuente: Endesa y CNMC.

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, máximos que no se alcanzarían en el caso de Melilla.

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 en el futuro.

En el caso de la Ciudad Autónoma de Ceuta, y más allá del mantenimiento del actual equipo generador, se hace necesario llevar a cabo actuaciones de adecuación y mejora en la red de distribución en aras de la calidad y seguridad del suministro.

El agente generador también aporta sus cálculos sobre la probabilidad de fallo del equipo térmico (LOLE), siendo los siguientes:

Figura 5.2.18. Probabilidad de fallo del equipo térmico en Ceuta y Melilla

LOLE (días/año)	2013	2014	2015	2016	2017
Ceuta	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Melilla	0,001	0,003	0,002	0,008	0,000

Fuente: Endesa y CNMC.

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:

El Operador del Sistema ha realizado una caracterización de la cobertura probabilística de la demanda considerando, a corto plazo, la previsión de puesta en servicio de nuevas instalaciones facilitada por la empresa generadora única en estos sistemas, pero con el objeto de dar cumplimiento al Real Decreto 1747/2003 que establece el dimensionamiento de generación necesario en cada SEIE de tal forma que asegure un valor esperado de pérdida de carga (LOLE) inferior a 0,2 horas/mes.

Se ha considerado la aportación del régimen especial en la garantía de suministro en el sistema de Melilla. En Ceuta no existe parque de generación en régimen especial. Además, en el periodo considerado no se prevé la instalación de ninguna interconexión, ni con la Península ni con Marruecos.

En el corto plazo se ha tenido en cuenta la información disponible acerca de las previsiones de demandas singulares futuras previstas, con consumo unitario igual o superior a 1 MW, facilitada por las Administraciones Autonómicas y empresas distribuidoras locales.

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 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.

Tanto en el sistema de Ceuta como en el de Melilla, el elevado tamaño de los grupos conectados produce un sobre-equipamiento excesivo no sólo por la propia cantidad conectada, sino porque ello obliga al sistema a disponer de mayor equipamiento para cubrir las condiciones de calidad exigidas en el RD 1747/2003, propiciando, además, la paradoja de que, pese a tener mayor cantidad de generación conectada, la calidad real del sistema será inferior ya que cada fallo de los grupos mayores (de 4 MW en el caso de Melilla y de 8 MW en el de Ceuta) da lugar a cortes de mercado (por deslastre), que no han sido considerados en el análisis de cobertura a largo plazo, puesto que éste no tiene en cuenta las condiciones de operación.

Los parámetros aportados por el Operador del Sistema para llegar a las conclusiones anteriores en cada uno de los sistemas eléctricos extrapeninsulares son, en resumen, los siguientes:

Figura 5.2.19. Evolución anual de los parámetros de cobertura en Ceuta y Melilla.

Ceuta	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia térmica disponible (MW)	91	91	91	91	91
Punta Prevista MW	36	40	44	46	47
Ic (sólo Térmico)	2,50	2,27	2,04	1,99	1,94
LOLE	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
Melilla	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia térmica disponible (MW)	76	76	76	76	76
Punta Prevista MW	37	38	42	43	44
Ic (sólo Térmico)	2,07	1,99	1,81	1,77	1,73
LOLE	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01

Fuente: REE.

Los resultados del análisis de cobertura dan unos valores de los LOLE mensuales inferiores al valor máximo fijado en el Real Decreto 1747/2003, que establece el objetivo de mantener el LOLE por debajo de 0,1 días/año, por lo que el Operador del Sistema concluye que no será necesaria la instalación de nueva generación en el periodo analizado.

6. LA UNIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA: LA RED DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

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.

Además, se ha tenido en cuenta 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.

Se hace notar que, debido a la situación macroeconómica actual, las previsiones de puesta en marcha de nuevas instalaciones se han visto alteradas. Con la entrada del Real Decreto Ley 13/2012¹⁶ se establecieron, entre otros aspectos, medidas encaminadas a corregir las diferencias entre los costes e ingresos tanto del sistema gasista como del eléctrico, como son la suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular y de las autorizaciones administrativas de nuevos gasoductos.

6.1. Previsiones de desarrollo y funcionamiento del sistema gasista en el periodo 2013 a 2017.

6.1.1. Hipótesis de partida.

6.1.1.1. Criterios de diseño de las infraestructuras gasistas.

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 solo en condiciones normales de operación y consumo, 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.

¹⁶ Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

- 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.

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 el final del horizonte temporal de este Informe Marco, esto es, el año 2017.

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 demanda anual central descrito en el apartado 3, resumido en la figura 6.1.1. La demanda de ciclos combinados es la correspondiente al escenario de ciclos de la CNMC.

Figura 6.1.1. Escenario probable de demanda anual.

GWh	2013	2014	2015	2016	2017	Incremento medio
Demanda Convencional	276.358	283.571	291.531	296.506	301.481	2,2%
Demanda generación eléctrica	56.945	57.253	57.832	58.745	59.201	1,4%
Total demanda	332.303	340.824	349.363	355.251	360.682	2,1%

Fuente: CNMC

La demanda que se utiliza para el dimensionamiento de infraestructuras de transporte es la demanda del día punta (figura 6.1.2). Esta demanda punta ha sido calculada según las diversas hipótesis expuestas en el capítulo 3.1 de este informe. Concretamente, se tomará un único escenario de punta en el que la demanda convencional punta se obtiene de aplicar un factor de 1,69 sobre la demanda diaria media en el periodo 2014-2017. Para la demanda punta eléctrica se considera como partida para el año 2013 el dato de demanda punta del invierno 2011-12, por ser más elevado que el del último invierno, y los valores de los años siguientes se han estimado considerando las variaciones interanuales de la demanda eléctrica nacional (escenario central Red Eléctrica Española).

Figura 6.1.2. Estimación de demanda punta.

GWh/día	2013	2014	2015	2016	2017
Estimación demanda punta. Escenario CNMC					
Convencional	1.280	1.313	1.350	1.373	1.396
Mercado eléctrico (Probable)	491	497	502	510	514
TOTAL	1.771	1.810	1.852	1.883	1.910

Fuente: CNMC

La distribución de ciclos combinados por Comunidades Autónomas, con la que se han realizado las simulaciones, es la recogida en la figura 6.1.3.

Figura 6.1.3. Escenario que recoge los ciclos existentes y proyectos en nº de grupos equivalentes de 400 MW

LOCALIZACIÓN	Nº grupos instalados
Área Mediterráneo	25
Cataluña	10
Comunidad Valenciana	7
Murcia	8
Área Ebro	15
Aragón	5
La Rioja	2
Navarra	3
País Vasco	5
Área Oeste de Haro	22
Galicia	3
Asturias	2
Cantabria	-
Castilla y León	-
Madrid	-
Castilla la Mancha	2
Andalucía	15
Extremadura	-
Baleares	3
Canarias	-
TOTAL	65

Fuente: Enagás, REE y CNMC

6.1.1.3. Demanda de gas en tránsito. Utilización de interconexiones.

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 seis conexiones internacionales por gasoducto, que conectan nuestro sistema gasista con Marruecos, Argelia, Francia y Portugal. Estos gasoductos son las conexiones internacionales con el Magreb de Tarifa y Almería, 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.

Respecto al tránsito hacia Portugal, según estimaciones del Gestor, durante 2012 el factor de utilización se situó en el 68%, con un valor anual de 22.040 GWh de gas en tránsito.

La utilización y sentido del flujo de gas en las conexiones con Francia responderá a lo que demande el mercado. En Larrau, tras el proceso de *Open Season*, a partir de abril de 2013 se incrementó la capacidad de interconexión de 100 GWh/día hasta 165 GWh/día en ambos sentidos, y para la conexión de Irún, habrá un incremento en 2015 en sentido de exportación hasta los 60 GWh/día. Actualmente se registran prácticamente solo importaciones.

6.1.2. Infraestructuras de gas recogidas en la Planificación.

En este apartado se recogen las infraestructuras que serán puestas en marcha cada año durante el periodo 2013-2017, indicando la categoría y la fecha inicial de puesta en marcha de dichas infraestructuras.

Según la Planificación 2008-2016, realizada por el Ministerio, el grado de firmeza de los proyectos se 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 demandas, sea necesario agilizar al máximo posible su autorización, construcción y puesta en operación.

- La Planificación 2008-2016, con lo establecido en la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, que revisaba el programa anual de instalaciones, traslada, según lo establecido en esta Orden, a la **Categoría (R)** las infraestructuras cuya entrada en operación no está plenamente justificada en el escenario de demanda actual¹⁷.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, traspone las Directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y adopta medidas para la corrección de las desviaciones entre los costes e ingresos de los sectores eléctricos y gasista. Según la Disposición transitoria cuarta del mencionado Real Decreto-ley queda suspendida la tramitación de gasoductos de transporte y estaciones de regulación y medida peninsulares, pendientes de obtener o

¹⁷ Se hace notar que Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. interpuso un recurso (526/2010) ante la Audiencia Nacional contra la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre. La sentencia nº 06898/2010, de fecha 31 de octubre de 2012, estima dicho recurso contencioso-administrativo. En caso de resolución favorable, podría ponerse en funcionamiento la ampliación de la planta a 1.200.000 m³ (n)/h dentro del periodo objeto del informe.

solicitar la autorización administrativa, incluidas en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 y modificado por la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, que no se consideren compromisos internacionales o económicamente rentables para el sistema por el incremento de la demanda asociada. Esto no será de aplicación a los gasoductos dedicados al suministro de su zona de influencia. Asimismo, la paralización no afecta a las ampliaciones de las plantas existentes.

Por último, la Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, relaciona las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la Red Troncal de gasoductos.

Para la elaboración de la relación de infraestructuras a construir se ha partido de la información recogida en la legislación vigente mencionada arriba junto con los datos obtenidos de las respuestas recibidas a la solicitud realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a los promotores de los proyectos.

6.1.2.1. Infraestructuras construidas en el año 2013.

En la figura 6.1.4 se recogen los proyectos de infraestructuras que han entrado en funcionamiento en el año 2013.

Figura 6.1.4. Infraestructuras previstas para el año 2013

Red Básica de Gasoductos				
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Planta de Bilbao-Treto (2 fases)	45+8	26/12	2010	A Urgente
Zarza de Tajo – Yela	100	30	2011	A
Huércal-Overa-Baza-Guadix. Tramo I	82	16	2013	A (R)

Cabe destacar que la Planta de Regasificación de El Musel con una capacidad de regasificación de 800.000 m³(n)/h y 300.000 m³ de GNL, que podría haber estado operativa en 2013, permanecerá hibernada de acuerdo con el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

6.1.2.2. Infraestructuras a construir en el año 2014.

En la figura 6.1.5 se recogen los proyectos de infraestructura previstos para el año 2014.

Figura 6.1.5. Infraestructuras previstas para el año 2014.

Transportista	Instalación	Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
BBG	Bilbao		
	Tercer tanque de GNL de 150.000 m ³	2014	A

Red Básica de Gasoductos				
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Ramal a la Mariña Lucense	67	16	2008	A
Son Reus – Inca - Alcudia	45	10	2010	A
Huércal-Overa-Baza-Guadix. Tramo II	52	16	2013	A (R)
Desdoblamiento interconexión Llanera-Otero	1	26	2011	A
El Musel – Llanera	16	30	2011	A (R)

6.1.2.3. Infraestructuras a construir en el año 2015.

En la figura 6.1.6 se recogen los proyectos de infraestructura previstos para el año 2015.

Figura 6.1.6. Infraestructuras previstas para el año 2015.

Plantas de regasificación			
Transportista	Instalación	Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
BBG	Bilbao		
	Incremento de capacidad de emisión en 200.000 m ³ (n)/h. Capacidad final 1.000.000 m ³ (n)/h.	2015	A (R)

Red Básica de Gasoductos				
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Pto. Sta. María-Chiclana de la Frontera	25	12	2007	A

Estaciones de compresión				
Instalación	Grupos	Potencia (kW)	Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
E.C. Euskadour	(2+1)	21.000	2015	A

6.1.2.4. Infraestructuras a construir en el año 2016.

En la figura 6.1.7 se recogen los proyectos de infraestructura previstos por los promotores para el año 2016.

Figura 6.1.7. Infraestructuras previstas para el año 2016.

Red Básica de Gasoductos				
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Villacarrillo – Villanueva del Arzobispo	16	8	2007	A
Cas Tresorer – Manacor – Felanitx (Mallorca)	45+12	16/12	2011	A
Espera-Las Cabezas-Lebrija	34	10	2008	A

6.1.2.5. Infraestructuras a construir en el año 2017.

En la figura 6.1.8 se recogen los proyectos de infraestructura previstos por los promotores para el año 2017.

Figura 6.1.8. Infraestructuras previstas para el año 2017.

Plantas de regasificación			
Transportista	Instalación	Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Enagás	Tenerife		
	Capacidad de 150.000 m ³ (n)/h y 150.000 m ³ de GNL	2011	A

Red Básica de Gasoductos				
Instalación	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha puesta en marcha Planificación	Categoría de Planificación
Villanueva del Arzobispo - Puente Génave	23	8	2010	A
Baeza-Mancha Real	18	8	2010	A
Gasoducto Norte Tenerife	37	20	2012	A
Gasoducto Sur de Tenerife	22	16	2012	A

6.1.2.6. Proyectos de infraestructuras a largo plazo más relevantes.

Los grandes proyectos de infraestructuras considerados dentro del horizonte temporal de este informe son los siguientes:

- **Almacenamientos Subterráneos.** En el año 2012 se hicieron los trabajos finales para la puesta en servicio de los almacenamientos de Marismas, Yela y Castor.
- **Tercer tanque de GNL de Bilbao de 150.000 m³.** Incrementa el volumen de almacenamiento en tanques. Previsto para diciembre de 2014.
- **Ampliación de la emisión en la planta de regasificación de Bilbao a 1.000.000 m³(n)/h.** Incrementará la capacidad de entrada de la zona norte. Previsto para diciembre de 2015.
- **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. De acuerdo con las últimas previsiones, está previsto la entrada en operación de la planta de Tenerife para 2017.

6.1.3. Adecuación de las infraestructuras a la demanda.

En este apartado se analiza la capacidad de las infraestructuras de entrada, contrastándola con la demanda punta prevista en cada año. De este modo, se calculan los índices de cobertura y se extraen conclusiones acerca del grado de seguridad del sistema.

Por otro lado, se incluyen las simulaciones del funcionamiento del sistema gasista facilitadas por Enagás, 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. De esta manera, cuando nos referimos, por ejemplo, al año 2013, debe entenderse que las simulaciones representan el invierno 2013/14.

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 han sido consideradas en base a la capacidad nominal del mes de diciembre de cada año. En la conexión internacional de Tarifa se ha considerado su capacidad nominal.
- Las entradas desde los almacenamientos subterráneos han sido tenidas en cuenta en su capacidad de extracción nominal en el caso de Serrablo, Gaviota y Marismas y con valores parciales sobre el nominal en el caso de Yela, en función del calendario de avance de los proyectos. El almacenamiento de Yela estará disponible para extraer en 2013. La inyección de gas colchón en el AASS de Castor ha sido paralizada recientemente con motivo de los seísmos ocurridos en la zona.
- En el caso de las plantas de regasificación, para el cálculo de las capacidades totales de entrada al sistema y de los índices de cobertura se han considerado las capacidades nominales. A la hora de realizar las simulaciones, el criterio mantenido en el reparto de entradas de GNL está basado en la contratación actual en plantas y conexiones internacionales.

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.

Cuando existen varios puntos de entrada que vierten en un mismo eje de transporte, el GTS estima que la cifra conjunta de capacidad transportable tiene una mayor relevancia que la capacidad por puntos de entrada.

Además de las propias simulaciones realizadas por el GTS, se proporciona también para cada año el índice de cobertura del sistema, calculado como el cociente entre las capacidades de entrada al sistema, menos las salidas por las conexiones internacionales dividido por la demanda punta diaria. Para el cálculo de este índice se ha seguido el criterio de considerar las infraestructuras de entrada (plantas de regasificación, conexiones internacionales no reversibles de Tarifa y Medgaz) según su capacidad nominal, y las conexiones internacionales reversibles, dentro de un criterio conservador, funcionando al 70% de su capacidad nominal de salida. Este criterio es bastante restrictivo al suponer que las conexiones bidireccionales no son usadas como entradas pero sí como salidas. La demanda diaria punta corresponde a la estimada en el capítulo 3 de este informe en el escenario de la CNMC.

6.1.3.1. Funcionamiento del sistema gasista en el año 2013.

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.9), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema según el GTS con sus capacidades de entrada/salida y transporte (figura 6.1.10) y los índices de cobertura para el escenario de demanda punta establecido en el capítulo 3 (figura 6.1.11).

Figura 6.1.9. Demanda punta prevista para el año 2013.

2013		
	GWh/día	Nº grupos CC
Estimación demanda punta. Escenario CNMC		
Convencional	1.280	
Mercado eléctrico (*)	491	65
TOTAL	1.771	65

Fuente: CNMC

(*) N° de grupos equivalentes de 400 MW.

Figura 6.1.10. Capacidad de los medios de producción, capacidad transportable para cada agrupación de entradas, y capacidades de salida para el año 2013.

	Capacidades nominales entrada (GWh/día)	Capacidades transportables (GWh/día)	Capacidades nominales salida (GWh/día)
Pl. Barcelona	544	2.125	
Pl. Cartagena	377		-
Pl. Sagunto	297		-
AS Castor	- ¹⁸		-
Pl. Huelva	377		-
CI Tarifa	355		-
CI Medgaz	266		-
CI Badajoz (*)	35		45
AS Marismas	4		-
AS Yela	59		-
Pl. Bilbao	240		240
Larrau (*)	165	165	165
Irún (*)	-	-	5
AS Serrablo	79	79	-
AS Gaviota	67	67	-
Pl. Mugaridos	123	123	-
CI Tuy (*)	25	25	30
TOTAL capacidad	3.013	2.824	245
TOTAL capacidad descontadas CI reversibles (*)	2.788	2.634	-

Fuente: Enagás y CNMC.

Figura 6.1.11. Índices de cobertura en el escenario demanda punta CNMC para el año 2013.

Demanda Punta	
Convencional	1.280
Sector eléctrico	491
TOTAL	1.771
Índice de Cobertura según criterio empleado	
70% capacidad salida CI reversibles	172
Capacidad entrada nominal	2.788
Cobertura IC nominal	1,48
Capacidad entrada transportable	2.634
Cobertura IC transportable	1,39

Fuente: Enagás y CNMC.

Tal y como se desprende de la figura 6.1.11, el sistema estaría en condiciones de atender la demanda punta del año 2013, con un margen de cobertura del 39%, si se tiene en cuenta la capacidad de vehiculación de gas que tiene la red de gasoductos. En el supuesto de que el sistema contase con las infraestructuras necesarias para transportar toda la capacidad de entrada instalada, el margen de cobertura ha sido superior, alcanzando un 48%.

Entre las nuevas infraestructuras de transporte primario aprobadas en la Planificación del sector del gas para el desarrollo de las redes de transporte

¹⁸ La inyección de gas colchón en el AASS de Castor ha sido paralizada con motivo de los seísmos ocurridos en la zona.

2008-2016, dentro del grupo A, se contemplaba la entrada en funcionamiento de la planta regasificadora de El Musel una vez finalizara su construcción. En el actual contexto económico de baja demanda y capacidad ociosa, el Gobierno frenó la entrada en servicio de esta infraestructura, limitando la actividad a trabajos de mantenimiento y conservación, al considerar que el suministro de gas natural está garantizado en España sin que la planta de El Musel se ponga en funcionamiento. Por este motivo, no se ha tenido en cuenta la capacidad de esta planta de regasificación para los cálculos que siguen de los escenarios planteados para los años 2013 a 2017.

En concordancia con la paralización de la entrada en funcionamiento de la planta de El Musel, en la actual situación económica queda suspendida la construcción de la duplicación del gasoducto Treto-Llanera, que sería necesaria para la integración de la planta de El Musel en el sistema.

Para el cuarto trimestre de 2013 está previsto la puesta en marcha del gasoducto Planta de Bilbao – Treto, que tiene por objeto de cerrar por el norte el anillo de la red básica de gasoductos de transporte entre las comunidades autónomas de País Vasco, Cantabria y Principado de Asturias, enlazando las plantas regasificadoras del norte de España con el resto de la red básica nacional¹⁹.

Con la construcción del gasoducto Zarza de Tajo – Yela se ha finalizado el refuerzo del Eje Central. Así, se conectan las zonas gasistas Centro y Valle del Ebro, incrementando de forma notable la capacidad de vehiculación de gas dirección sur – norte y disminuyendo, por tanto, la probabilidad de que se produzcan situaciones de congestión por falta de capacidad de transporte. En particular, se ven ampliadas significativamente las posibilidades de exportación de gas hacia Francia.

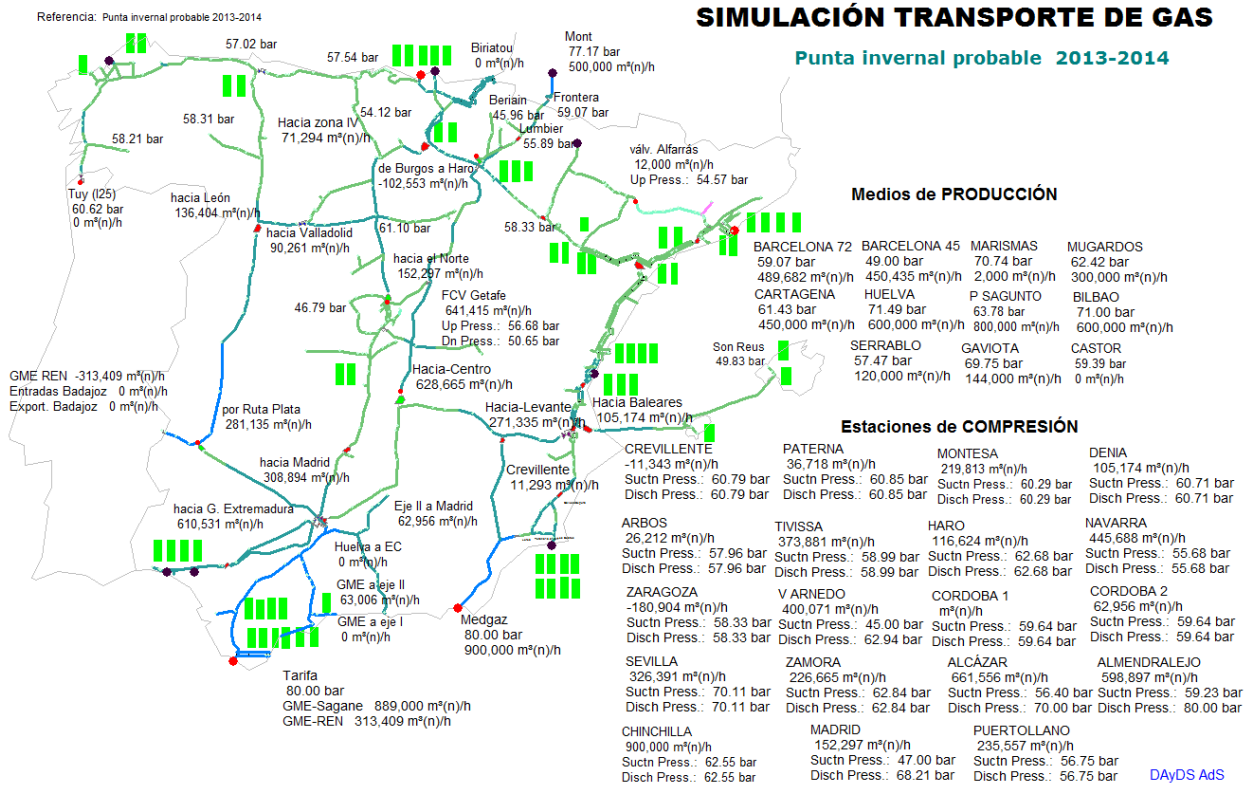
El gasoducto de Huércal - Overa - Baza – Guadix se pone en funcionamiento en su primer tramo de 82 km. Este gasoducto ^{está} catalogado dentro de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 como infraestructura para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia¹⁹, por lo que según la Disposición transitoria cuarta del Real Decreto-ley 12/2013, de 30 de marzo, ^{queda excluido} de la suspensión de la autorización administrativa de los nuevos gasoductos.

En referencia a la capacidad de almacenamiento, comienza el ciclo de extracción de Yela, si bien su capacidad de extracción no está garantizada al final del periodo.

¹⁹ El gasoducto Planta de Bilbao-Treto no está incluido dentro de las infraestructuras para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia, sino como gasoducto que amplía la capacidad de transporte y seguridad en el sistema. Mediante Resolución de 26 de octubre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, se otorgó a «Naturgas Energía Transporte SAU», autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción de las instalaciones del mencionado gasoducto.

En la figura 6.1.12 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2013, de acuerdo con el escenario probable propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (65 grupos equivalentes de 400 MW).

Figura 6.1.12. Funcionamiento del sistema en el año 2013 con el escenario probable de demanda punta.



Fuente: ENAGÁS

6.1.3.2. Funcionamiento del sistema gasista en el año 2014.

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.13), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema (figura 6.1.14) y los índices de cobertura en cada uno de los escenarios (figura 6.1.15).

Figura 6.1.13. Demanda punta prevista para el año 2014.

2014		
	GWh/día	Nº grupos CC
Estimación demanda punta. Escenario CNMC		
Convencional	1.313	
Mercado eléctrico (*)	497	65
TOTAL	1.810	65

Fuente: CNMC

(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW.

Figura 6.1.14. Capacidad de los medios de producción para el año 2014

	Capacidades nominales entrada (GWh/día)	Capacidades transportables (GWh/día)	Capacidades nominales salida (GWh/día)
Pl. Barcelona	544	2.147	-
Pl. Cartagena	377		-
Pl. Sagunto	297		-
AS Castor	74		-
Pl. Huelva	377		-
CI Tarifa	355		-
CI Medgaz	266		-
CI Badajoz (*)	35		45
AS Marismas	4		-
AS Yela	59		-
Pl. Bilbao	240		240
Larrau (*)	165	165	165
Irún (*)	-	-	5
AS Serrablo	79	79	-
AS Gaviota	67	67	-
Pl. Mugardos	123	123	-
CI Tuy (*)	25	25	30
TOTAL capacidad	3.087	2.846	245
TOTAL capacidad descontadas CI reversibles (*)	2.862	2.656	-

Fuente: ENAGÁS y CNMC.

Figura 6.1.15. Índices de cobertura en el escenario demanda punta según estimación CNMC para el año 2014.

Demanda Punta	
Convencional	1.313
Sector eléctrico	497
TOTAL	1.810
Índice de Cobertura según criterio empleado	
70% capacidad salida CI reversibles	172
Capacidad entrada nominal	2.862
Cobertura IC nominal	1,49
Capacidad entrada transportable	2.656
Cobertura IC transportable	1,37

Fuente: ENAGÁS y CNMC.

De acuerdo con la figura 6.1.14, el sistema presenta una capacidad nominal de entrada de 3.087 GWh/día, si bien la demanda transportable estaría en torno a 2.846 GWh/día. Tras aplicar el criterio indicado para el cálculo del índice de cobertura, en el que las conexiones internacionales bidireccionales computan utilizándose al 70% de su capacidad de salida, si se tiene en cuenta la capacidad de emisión de los diferentes puntos de entrada a la red de transporte existiría un margen de cobertura del 49%, que sería del 37% si se tiene en cuenta la capacidad transportable desde los puntos de entrada.

A partir de finales de 2014, el tercer tanque de almacenamiento de gas natural licuado de Bahía de Bizkaia Gas (BBG) estará operativo.

Este año se pondrá en funcionamiento el segundo tramo del gasoducto de Huércal - Overa - Baza – Guadix así como el de Son Reus-Inca-Alcudia. Ambas infraestructuras, según la Disposición transitoria cuarta del Real Decreto-ley 12/2013, de 30 de marzo, quedan excluidas de la suspensión de la autorización administrativa de los nuevos gasoductos por ser consideradas infraestructuras para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia.

Respecto a las conexiones internacionales, se producirá un incremento del nominal de entrada por la CI de Badajoz debido a la incorporación del almacenamiento de Carregado en el sistema portugués.

En la figura 6.1.16 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2014, de acuerdo con el escenario probable propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (65 grupos equivalentes de 400 MW).

Figura 6.1.16. Funcionamiento del sistema en el año 2014 con el escenario de demanda punta probable por el Gestor Técnico del Sistema.



Fuente: ENAGÁS

6.1.3.3. Funcionamiento del sistema gasista en el año 2015.

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.17), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema (figura 6.1.18) y los índices de cobertura en cada uno de los escenarios (figura 6.1.19).

Figura 6.1.17. Demanda punta prevista para el año 2015.

2015		
	GWh/día	Nº grupos CC
Estimación demanda punta. Escenario CNMC		
Convencional	1.350	
Mercado eléctrico (*)	502	65
TOTAL	1.852	65

Fuente: CNMC

(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW.

Figura 6.1.18. Capacidad de los medios de producción para el año 2015

	Capacidades nominales entrada (GWh/día)	Capacidades transportables (GWh/día)	Capacidades nominales salida (GWh/día)
Pl. Barcelona	544	2.174	-
Pl. Cartagena	377		-
Pl. Sagunto	297		-
AS Castor	147		-
Pl. Huelva	377		-
CI Tarifa	355		-
CI Medgaz	266		-
CI Badajoz (*)	35		45
AS Marismas	4		-
AS Yela	71		-
Pl. Bilbao	297		297
Larrau (*)	165	165	165
Irún (*)	-	-	60
AS Serrablo	79	79	-
AS Gaviota	67	67	-
Pl. Mugardos	123	123	-
CI Tuy (*)	25	25	30
TOTAL capacidad	3.229	2.930	300
TOTAL capacidad descontadas CI reversibles (*)	3.004	2.740	-

Fuente: ENAGÁS y CNMC.

Figura 6.1.19. Índices de cobertura en el escenario demanda punta según estimación CNMC para el año 2015.

Demanda Punta	
Convencional	1.350
Sector eléctrico	502
TOTAL	1.852
Índice de Cobertura según criterio empleado	
70% capacidad salida CI reversibles	210
Capacidad entrada nominal	3.004
Cobertura IC nominal	1,51
Capacidad entrada transportable	2.740
Cobertura IC transportable	1,37

Fuente: ENAGÁS y CNMC.

Ante la demanda prevista en el escenario propuesto por esta Comisión, en 2015 existiría un margen de cobertura de la demanda del 51%, si se tiene en cuenta la capacidad nominal de emisión de los diferentes puntos de entrada, y del 37% si se tiene en cuenta la capacidad de transporte de gas que tiene la red de gasoductos.

En cuanto a la capacidad de regasificación del sistema, en 2015 se prevé la incorporación de la ampliación de Bilbao a 1.000.000 m³(n)/h.

Por otro lado, de acuerdo a los compromisos alcanzados en el proceso Open Season, la conexión internacional de Irún tendrá una capacidad de vehiculación de 60 GWh/día en sentido España → Francia.

En 2015 está prevista la entrada en funcionamiento del g^{asoducto} de l Puerto de Santa María-Chiclana de la Frontera por quedar excluido de la suspensión de la autorización administrativa de los nuevos gasoductos al ser considerada infraestructura para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia.

Respecto a los almacenamientos subterráneos, el aumento de la capacidad de las instalaciones de Yela, como consecuencia de su ciclo de llenado, y de Marismas aportan un significativo incremento de la capacidad de entrada al sistema.

En referencia a la estación de compresión de Euskadour, al estar asociado a la conexión internacional de Irún, sigue su tramitación como establece el Real Decreto-ley 12/2013, de 30 de marzo, por estar vinculados a compromisos internacionales previamente adquiridos.

En la figura 6.1.20 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2015, de acuerdo con el escenario inferior propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (65 grupos equivalentes de 400 MW).

Figura 6.1.20. Funcionamiento del sistema en el año 2015 con el escenario de demanda punta central por el Gestor Técnico del Sistema.



Fuente: Enagás

6.1.3.4. Funcionamiento del sistema gasista en el año 2016.

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.21), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema (figura 6.1.22) y los índices de cobertura en cada uno de los escenarios (figura 6.1.23).

Figura 6.1.21. Demanda punta prevista para el año 2016.

2016		
	GWh/día	Nº grupos CC
Estimación demanda punta. Escenario CNMC		
Convencional	1.373	
Mercado eléctrico (*)	510	65
TOTAL	1.883	65

Fuente: CNMC

(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW.

Figura 6.1.22. Capacidad de los medios de producción para el año 2016.

	Capacidades nominales entrada (GWh/día)	Capacidades transportables (GWh/día)	Capacidades nominales salida (GWh/día)
Pl. Barcelona	544	2.186	-
Pl. Cartagena	377		-
Pl. Sagunto	297		-
AS Castor	296		-
Pl. Huelva	377		-
CI Tarifa	355		-
CI Medgaz	266		-
CI Badajoz (*)	35		45
AS Marismas	15		-
AS Yela	83		-
Pl. Bilbao	297		297
Larrau (*)	165	165	165
Irún (*)	-	-	60
AS Serrablo	79	79	-
AS Gaviota	67	67	-
Pl. Mugarodos	123	123	-
CI Tuy (*)	25	25	30
TOTAL capacidad	3.401	2.942	300
TOTAL capacidad descontadas CI reversibles (*)	3.176	2.752	-

Fuente: Enagás y CNMC.

Figura 6.1.23. Índices de cobertura en el escenario demanda punta según estimación CNMC para el año 2016.

Demanda Punta	
Convencional	1.373
Sector eléctrico	510
TOTAL	1.883
Índice de Cobertura según criterio empleado	
<i>70% capacidad salida CI reversibles</i>	<i>210</i>
<i>Capacidad entrada nominal</i>	3.176
Cobertura IC nominal	1,58
<i>Capacidad entrada transportable</i>	2.752
Cobertura IC transportable	1,35

Fuente: Enagás y CNMC.

El índice de cobertura calculado sobre las capacidades nominales de entrada asciende al 58%. En función de la capacidad transportable el sistema podría atender 2.752 GWh/día de demanda punta, por lo que existiría un margen de cobertura de la demanda del 35%.

En referencia a los almacenamientos, el de Yela continúa aumentando su capacidad nominal en 2016.

En la figura 6.1.24 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2016, de acuerdo con el escenario probable propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (65 grupos equivalentes de 400 MW).



Figura 6.1.24. Funcionamiento del sistema en el año 2016 con el escenario de demanda punta probable por el Gestor Técnico del Sistema. Fuente: Enagás

6.1.3.5. Funcionamiento del sistema gasista en el año 2017.

En las figuras que siguen a continuación se muestran los escenarios de demanda a cubrir en este año (figura 6.1.25), los medios de producción con los que se prevé que cuente el sistema (figura 6.1.26) y los índices de cobertura en cada uno de los escenarios (figura 6.1.27).

Figura 6.1.25. Demanda punta prevista para el año 2017.

2017		
	GWh/día	Nº grupos CC
Estimación demanda punta. Escenario CNMC		
Convencional	1.396	
Mercado eléctrico (*)	514	65
TOTAL	1.910	65

Fuente: CNMC

(*) Nº de grupos equivalentes de 400 MW.

Figura 6.1.26. Capacidad de los medios de producción para el año 2017.

	Capacidades nominales entrada (GWh/día)	Capacidades transportables (GWh/día)	Capacidades nominales salida (GWh/día)
Pl. Barcelona	544	2.212	-
Pl. Cartagena	377		-
Pl. Sagunto	297		-
AS Castor	296		-
Pl. Huelva	377		-
CI Tarifa	355		-
CI Medgaz	266		-
CI Badajoz (*)	35		45
AS Marismas	32		-
AS Yela	83		-
Pl. Bilbao	297		297
Larrau (*)	165	165	165
Irún (*)	-	-	60
AS Serrablo	79	79	-
AS Gaviota	67	67	-
Pl. Mugaridos	123	123	-
CI Tuy (*)	25	25	30
TOTAL capacidad	3.418	2.968	300
TOTAL capacidad descontadas CI reversibles (*)	3.193	2.778	-

Fuente: Enagás y CNMC.

Figura 6.1.27. Índices de cobertura en el escenario demanda punta según estimación CNMC para el año 2017.

Demanda Punta	
Convencional	1.396
Sector eléctrico	514
TOTAL	1.910
Índice de Cobertura según criterio empleado	
<i>70% capacidad salida CI reversibles</i>	210
<i>Capacidad entrada nominal</i>	3.193
IC nominal	1,56
<i>Capacidad entrada transportable</i>	2.778
IC transportable	1,34

Fuente: Enagás y CNMC.

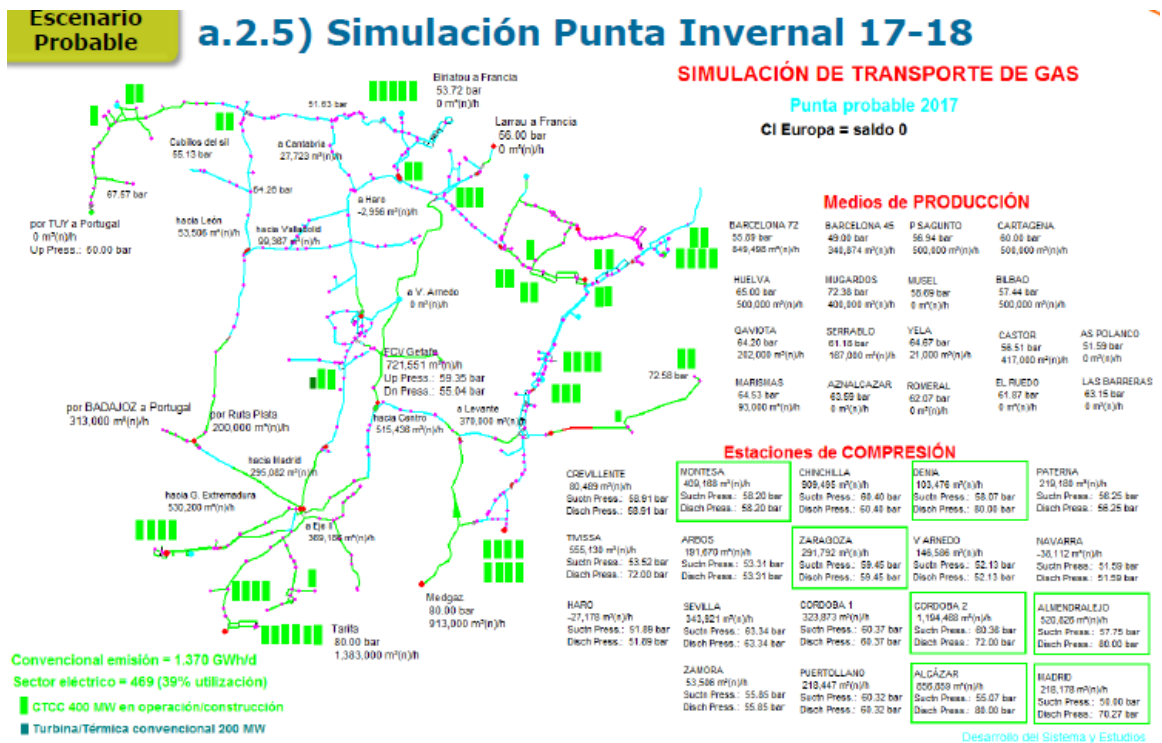
Ante la demanda prevista en el escenario planteado, en 2017 existiría un margen de cobertura de la demanda del 56% si se tiene en cuenta la capacidad nominal de los puntos de entrada. Si se considera solo la capacidad de transporte, el índice de cobertura sería del 34%.

En Tenerife está prevista la entrada en operación la nueva planta de regasificación y dos gasoductos, norte y sur, dado que el retraso de la autorización administrativa descrito en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, no afecta a las instalaciones extrapeninsulares.

El gasoducto de Baeza-Mancha Real está catalogado dentro de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 como infraestructura para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia, por lo que según la Disposición transitoria cuarta del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, queda excluido de la suspensión de la autorización administrativa de los nuevos gasoductos.

En la figura 6.1.28 se muestra una simulación del funcionamiento del sistema para dar cobertura a la demanda punta prevista para el año 2017, de acuerdo con el escenario probable propuesto por el Gestor Técnico del Sistema (65 grupos equivalentes de 400 MW).

Figura 6.1.28. Funcionamiento del sistema en el año 2017 con el escenario de demanda punta probable por el Gestor Técnico del Sistema.



Fuente: Enagás

Cabe resaltar que el disponer de capacidad de entrada al sistema gasista excedentaria es positivo, dado que repercute en una mayor seguridad de suministro y en mayores posibilidades y flexibilidad de entrada para los agentes.

No obstante, una sobrecapacidad de entrada también puede propiciar que determinadas elecciones de contratación y utilización de la capacidad contratada por los agentes dieran lugar a configuraciones de suministro físicamente imposibles, teniendo en cuenta la necesidad de utilización mínima de algunas infraestructuras de entrada y considerando también las limitaciones del sistema de transporte, derivadas de la dificultad de transportar cualquier cantidad de gas, desde cualquier punto de entrada a cualquier salida.

Desde el punto de vista económico, se tratará en el capítulo 7, un exceso grande de capacidad va en detrimento del mercado porque incrementa el coste de la energía final al consumidor y hace menos competitivo esta fuente energética.

6.1.3.6. 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 uno de los puntos de entrada a la red. Se analiza el funcionamiento del sistema ante el fallo total de la emisión de la planta de Barcelona haciendo frente al 100% de la demanda convencional en día laborable invernal y al 85% de los CTCC's necesarios para la cobertura de la demanda punta del sector eléctrico.

Se ha realizado el análisis de vulnerabilidad N-1 con el punto de entrada de mayor capacidad al sistema gasista, la planta de Barcelona.

Para los periodos invernales de 2014 al 2017, esto es, desde los inviernos 2014/2015 al 2017/2018, en la Planificación inicial realizada por el Gestor se expone que la falta de capacidad de transporte no permite cubrir el suministro de la demanda punta invernal de Cataluña. El GTS señala que sería necesario la incorporación de la duplicación Villar de Arnedo-Castelnou y las ampliaciones de las estaciones de compresión de Zaragoza y Haro, actualmente con Categoría (R), junto con la incorporación del nuevo gasoducto Tivissa-Arbós, actualmente con categoría B condicionado a Midcat. De cualquier manera, hay que señalar que a la vista del régimen de funcionamiento de los ciclos combinados, la probabilidad de ocurrencia de esta situación es baja.

Fallo de la planta de Mugarodos.

De acuerdo con los análisis realizados para la elaboración del Plan de Actuación en Caso de Emergencia, el Gestor ha detectado que, junto con Barcelona, la planta de Mugarodos constituye otro de los puntos vulnerables del sistema, en términos de cobertura de la demanda local en caso de fallo de esta infraestructura. Por ello se ha incluido en este análisis de vulnerabilidad N-1.

Para los inviernos 2014/2015 al 2017/2018, una hipotética indisponibilidad de la planta de Mugarodos llevaría a transportar el gas necesario para cubrir la demanda de la zona de influencia de esta planta, pero sin garantizar la presión definida en las NGTS.

Esta capacidad de transporte en la zona Noroeste no permitiría atender a la demanda del sector eléctrico de la zona IV y habría problemas para atender la demanda convencional en Galicia. Como consecuencia se evaluaría el corte en el suministro a 5 CTCC. Aunque esto, según el GTS, quedaría solucionado con

la entrada en funcionamiento de la planta de El Musel, en todo caso, se podría hacer uso del “Acuerdo de asistencia mutua Enagás-REN” a través de la conexión de Tuy para garantizar la cobertura de demanda convencional.

6.1.4. Capacidad de transporte del sistema. Seguridad de suministro.

España es un país sin apenas yacimientos de gas en explotación 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.

En el diseño de los gasoductos de transporte y las 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.

En el contexto actual de contracción económica con una reducción significativa de la demanda de gas natural, se hace necesario adaptar las infraestructuras de transporte a las previsiones de consumo. De ahí el retraso o cancelación de alguna de las infraestructuras previstas.

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 y se comprueba el cumplimiento de las mismas, ya referidas en el apartado 5.1.3.2.

6.1.5.1. Capacidad de almacenamiento en tanques de GNL.

En una planta de regasificación, las instalaciones de almacenamiento de GNL permiten acoplar 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.

Se analiza a continuación, para el horizonte 2013-2017, la autonomía de los tanques de GNL en cada una de las plantas de regasificación, suponiendo que operan en continuo con los valores de producción medios registrados a lo largo de 2013 y suponiendo además que el 9% del volumen total de los tanques

corresponde a los talones. También se ha considerado 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:

- El máximo número de días de autonomía de cada planta, suponiendo que los tanques están completamente llenos.
- El mínimo 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 de 125.000 m³ GNL.

Por otro lado, la primera columna muestra los valores medios de utilización de la capacidad nominal de regasificación a lo largo de 2012. Para la nueva planta de Tenerife se utiliza la mediana del conjunto de las plantas²⁰.

El resultado de este análisis en el horizonte previsto por el informe se muestra en la figura 6.1.29:

Figura 6.1.29. Días de Autonomía de Tanques de GNL.

	Media de producción en 2012	2013		2014		2015		2016		2017	
		min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
Barcelona	28%	28,3	33,8	28,3	33,8	28,3	33,8	28,3	33,8	28,3	33,8
Cartagena	20%	36,6	47,8	36,6	47,8	36,6	47,8	36,6	47,8	36,6	47,8
Huelva	28%	28,1	36,0	28,1	36,0	28,1	36,0	28,1	36,0	28,1	36,0
Bilbao	49%	8,5	15,7	16,3	23,5	13,2	19,0	13,2	19,0	13,2	19,0
Sagunto	30%	31,9	41,3	31,9	41,3	31,9	41,3	31,9	41,3	31,9	41,3
Mugaridos	40%	20,3	37,4	20,3	37,4	20,3	37,4	20,3	37,4	20,3	37,4
Tenerife	29%	---	---	---	---	---	---	---	---	6,4	75,8

Fuente: CNMC

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 depende, tanto del régimen de funcionamiento del resto de entradas del sistema, como de las posibles restricciones existentes en la red transporte que puedan afectarles.

6.1.5.2. Capacidad de almacenamiento del sistema en relación con la demanda.

La obligación de mantenimiento de existencias estratégicas de los agentes que intervienen en el sistema a 20 días de sus ventas o consumos de carácter firme. 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

²⁰ En la realización de este análisis no se ha tenido en cuenta la planta de El Musel.

buques de transporte de GNL ni el gas existente en almacenamientos subterráneos que no pueda ser extraído por medios mecánicos.

En la figura 6.1.30 se muestra la capacidad máxima de almacenamiento del sistema, medida en número medio de días de ventas firmes, que se podrían almacenar. Para su cálculo, se ha utilizado la demanda firme del día medio anual correspondiente al escenario central, estimándose y restándose la demanda interrumpible. Se ha supuesto que 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. Para los almacenamientos de Yela y Castor se han contabilizado las capacidades almacenadas de acuerdo al calendario de llenado y operación estimado por sus promotores.

Figura 6.1.30. Capacidad de los almacenamientos en relación con la demanda.

Capacidad sobre demanda (GWh)	2013	2014	2015	2016	2017
Tanques de GNL (sin gas talón)	19.928	20.849	20.849	20.849	21.770
Peninsulares²¹	19.928	20.849	20.849	20.849	20.849
Barcelona	5.156	5.156	5.156	5.156	5.156
Cartagena	3.603	3.603	3.603	3.603	3.603
Huelva	3.803	3.803	3.803	3.803	3.803
Bilbao	1.841	2.762	2.762	2.762	2.762
Sagunto	3.683	3.683	3.683	3.683	3.683
Mugaros	1.841	1.841	1.841	1.841	1.841
Extrapeninsulares	-	-	-	-	921
Tenerife	-	-	-	-	921
Almacenamientos Subterráneos (Gas útil = Gas operativo + Gas colchón extraíble por medios mecánicos)	28.263	40.633	51.546	57.521	57.521
Serrablo	9.537	9.537	9.537	9.537	9.537
Gaviota	17.992	17.992	17.992	17.992	17.992
Marismas	735	1.734	2.584	6.796	6.796
Yela	-	4.440	6.315	8.078	8.078
Castor ²²	-	6.931	15.119	15.119	15.119
TOTAL ALMACENAMIENTO (GWh)	48.191	61.482	72.395	78.370	79.291
Demanda firme anual estimada (aprox. 10% de interrumpible anual)	299.973	306.742	314.427	319.726	324.614
Demanda firme media diaria	822	840	861	876	889
Capacidad almacenamiento máximo sistema (días)	59	73	84	89	89

Fuente: CNMC

Para el periodo 2013 – 2017 y en base a estos datos, dicho cálculo fluctuaría entre 59 días en 2013 y 89 días, en 2017.

²¹ En la realización de este análisis no se ha tenido en cuenta la planta de El Musel.

²² La capacidad de este almacenamiento no considera el gas colchón extraíble por medios mecánicos.

Respecto a los resultados obtenidos se deben hacer las siguientes matizaciones.

- 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. Este incremento se debe, en su mayor parte, al crecimiento de la capacidad de almacenamiento subterráneo, en particular, a la puesta en marcha de los proyectos de Marismas, Yela y Castor así como al crecimiento atenuado de la demanda.
- Las exigencias de mantenimiento de reservas estratégicas de 20 días se realizó en concordancia con la realidad física del sistema. Además, es necesario tener en cuenta la utilización de estos como almacenamiento estacional (se llenan en verano y se vacían en invierno). Sin embargo, con los nuevos proyectos de almacenamiento subterráneo, el sistema contará con una capacidad significativamente superior de almacenamiento.

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 muy 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 6.1.31 relaciona la capacidad de extracción de los almacenamientos con la capacidad de emisión del sistema para el periodo 2013 - 2017.

En todo el periodo, 2013 – 2017, la capacidad de extracción de los almacenamientos fluctúa entre un 7% y un 16% de la capacidad de emisión total del sistema.

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 progresiva puesta en marcha de los proyectos de Marismas, Yela y Castor.

Figura 6.1.31. 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.

Capacidades de producción sistema (GWh/día)	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad Producción TOTAL	3.013	3.087	3.229	3.402	3.418
Capacidad Producción AASS	209	283	368	540	557
Capacidad Producción Barcelona	544	544	544	544	544

Cobertura de la demanda con AASS	2013	2014	2015	2016	2017
Sobre la producción total	6,9%	9,2%	11,4%	15,9%	16,3%
Sobre la producción de Barcelona	38,4%	52,0%	67,6%	99,2%	102,2%

Fuente: Enagás y CNMC.

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 2013, estaría en torno al 38%.

Con la incorporación de nuevas capacidades a través de los almacenamientos subterráneos (principalmente, Castor y Yela) en el año 2017 la capacidad de emisión de los almacenamientos sería capaz de suplir el fallo completo de la planta de Barcelona.

6.1.6. 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 13 cargaderos de cisternas que permiten la carga de unas de 220 cisternas diarias. Nueve de estos cargaderos se localizan en las terminales de regasificación propiedad de Enagás, mientras que Sagunto y Mugardos tienen dos cada una. Bilbao temporalmente no tiene operativo su cargadero.

La figura 6.1.32 muestra la capacidad de los cargaderos de camiones cisterna existentes en España.

Figura 6.1.32. Capacidad de los cargaderos de camiones cisterna por planta de regasificación en España.

Planta	Nº de cargaderos	Capacidad de carga	
		cisternas/día	GWh/día (1)
Barcelona	3	50	15
Cartagena	3	50	15
Huelva	3	50	15
Bilbao (2)	-	-	-
Sagunto	2	35	10,5
Mugardos	2	35	10,5
TOTAL	13	220	66

(1) Capacidad de camión cisterna estándar: 0,3 GWh.

(2) Tiene 1 cargadero con capacidad para 15 cisternas/día, inoperativo hasta 2014.

Fuente: Enagás y BBG.

Durante el año 2012, se cargaron en las plantas cisternas de GNL por un valor de unos 13.591 GWh, lo que supuso un incremento del 3% respecto al año anterior. En este sentido, destacó la Planta de Regasificación de Huelva, que registró el 37% del total de cargas realizadas.

6.1.7. Sistemas extrapeninsulares.

6.1.7.1. Canarias.

Los planes de gasificación en la Comunidad Autónoma de Canarias prevén la construcción de dos plantas de regasificación, una en la isla de Tenerife y otra en la isla de Gran Canaria. 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.

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 conectaría la terminal de regasificación con Santa Cruz de Tenerife. La terminal de regasificación de Tenerife se emplazará en el puerto de Granadilla.

La planta de regasificación de Gran Canaria 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. En esta isla 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 las centrales térmicas de Tirajana y Jinámar, así como a clientes domésticos e industriales.

Cada 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 inicialmente las demandas de ambas islas.

A partir de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) la titularidad de estas instalaciones deberá ser transmitida de la Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. al grupo empresarial del que forma parte el Gestor Técnico del Sistema, en el plazo máximo de seis meses desde su entrada en vigor, esto es, antes del 30 de abril de 2014.

De acuerdo con las últimas previsiones facilitadas por el promotor de las plantas, la fecha de entrada en operación de la planta de Tenerife será en 2017 mientras que la de Gran Canaria quedaría fuera del ámbito temporal objeto de este informe.

6.1.8. Cobertura de la demanda en territorio peninsular con las infraestructuras previstas.

6.1.8.1. Cobertura de la demanda punta.

En las figuras 6.1.33 y 6.1.34 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. Para el cálculo de este índice se ha seguido el criterio de considerar las infraestructuras de entrada (plantas de regasificación, conexiones internacionales no reversibles de Tarifa y Medgaz) según su capacidad nominal, y las conexiones internacionales reversibles y de exportación al 70% de su capacidad nominal de salida. Este criterio es bastante restrictivo al suponer que las conexiones bidireccionales no son usadas como entradas pero sí como salidas a un ratio elevado.

Figura 6.1.33. Índices de cobertura de demanda punta en el escenario CNMC, teniendo en cuenta la capacidad transportable simulada por el GTS.

GWh/día	2013	2014	2015	2016	2017
Demanda Punta Escenario CNMC	1.771	1.810	1.852	1.883	1.910
Capacidad Transportable	2.634	2.656	2.740	2.752	2.778
70% utilización CI de salida	172	172	210	210	210
Grado de cobertura (E. transportable)	139%	137%	137%	135%	134%

Fuente: Enagás y CNMC.

Figura 6.1.34. Índices de cobertura de demanda punta en el escenario CNMC, teniendo en cuenta la capacidad nominal simulada por el GTS.

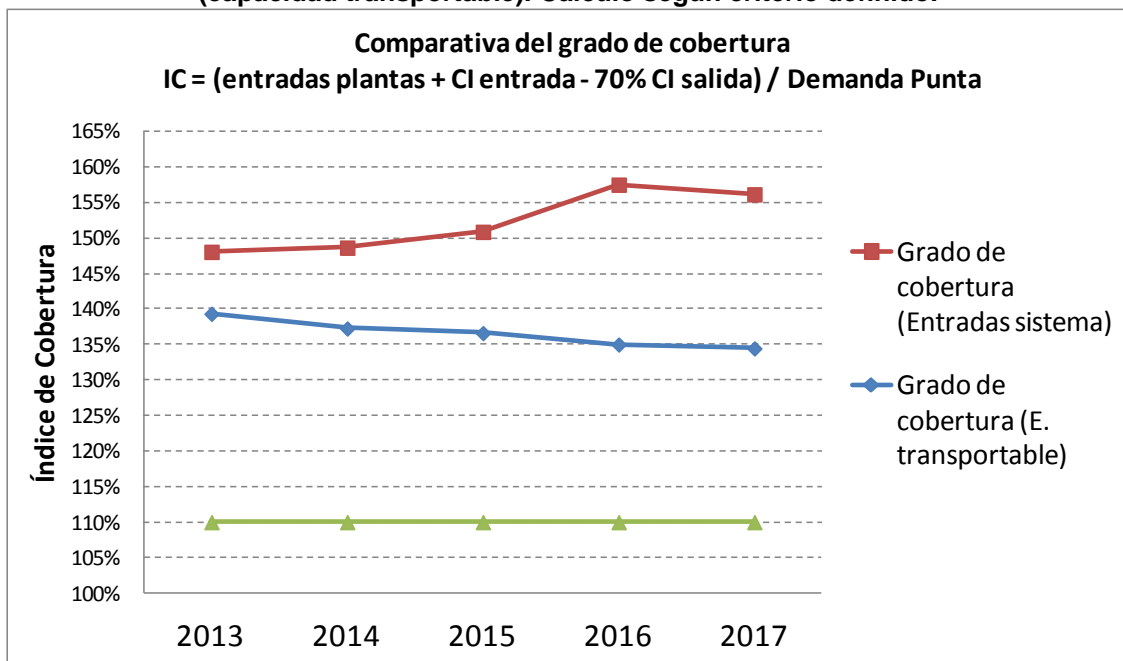
GWh/día	2013	2014	2015	2016	2017
Demanda Punta Escenario CNMC	1.771	1.810	1.852	1.883	1.910
Capacidad Nominal de entrada	2.788	2.862	3.004	3.176	3.193
70% utilización CI de salida	172	172	210	210	210
Grado de cobertura (Entradas sistema)	148%	149%	151%	158%	156%

Fuente: Enagás y CNMC.

Teniendo en cuenta la capacidad transportable del sistema, se observa que el grado de cobertura de la demanda punta en el escenario estimado por la CNMC alcanza valores que oscilan entre 134% y 139% en todos los años incluidos en el informe. En todo caso, se cubre el porcentaje mínimo de un exceso del 10% de capacidad de infraestructuras sobre la demanda punta.

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, se obtiene un grado mayor de cobertura de la demanda punta en el escenario estimado por la CNMC, con valores que varían desde el 148% en el 2013 hasta el 158% en el 2016, cumpliendo igualmente todos los años el porcentaje mínimo del 10% de exceso de capacidad.

Figura 6.1.35. Grados de cobertura de la demanda punta 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). Cálculo según criterio definido.



Fuente: CNMC.

Se incide, por tanto, en la necesidad de acompañar el desarrollo de infraestructuras a la demanda para no incurrir en unos sobrecostes innecesarios para el sistema, que en última instancia, serían repercutidos a los consumidores.

6.1.8.2. Cobertura de la demanda media diaria invernal en función de la utilización de las entradas.

En el apartado 3.1.4.2 de este informe se estimaba el valor de la demanda de gas natural para un día medio laborable del periodo invernal.

Por otro lado, la figura 6.1.36 refleja las capacidades nominales de entrada al sistema de las distintas infraestructuras agrupadas, en función de los datos proporcionados por el GTS.

Figura 6.1.36. Capacidades nominales de entrada al sistema gasista.

Capacidad nominal de las infraestructuras de entrada (GWh/día)	2013	2014	2015	2016	2017
Plantas de Regasificación	1.958	1.958	2.015	2.015	2.015
Conexiones Internacionales	846	846	846	846	846
AASS	209	283	368	540	557
CAPACIDAD DE ENTRADA TOTAL	3.013	3.087	3.229	3.401	3.417

Fuente: GTS

La reducción de la demanda total de gas, en relación a años anteriores, ocasiona una disminución en el grado de utilización conjunto de las capacidades de entrada al sistema. Por otro lado, la disminución del grado de utilización de las infraestructuras de entrada no ha sido homogénea entre los distintos grupos; las plantas de regasificación han registrado descensos pronunciados mientras que las conexiones internacionales han incrementado su grado de utilización, como resultado de las dinámicas de mercado y las necesidades de los agentes comerciales.

Esta situación está ocasionando que ciertas plantas de regasificación estén registrando dificultades para operar por encima de sus mínimos técnicos de operación²³, hecho que lleva aparejado una serie de consecuencias técnicas y económicas²⁴, la más obvia es el aumento del gas de operación consumido.

Los mínimos técnicos actuales de las plantas de regasificación se representan en la figura 6.1.37.

²³ Se define como Mínimo Técnico de las plantas de regasificación, el nivel de producción mínimo necesario que permita recuperar el boil-off generado en cualquier circunstancia de operación, al tiempo que mantiene en frío todas las instalaciones, y garantiza el 100% de disponibilidad inmediata del resto de los equipos en condiciones de seguridad de funcionamiento estable.

²⁴ La operación de las plantas de regasificación por debajo de su mínimo técnico supone una dificultad operativa de los equipos e implica costes económicos y medioambientales.

Figura 6.1.37. Mínimos técnicos de operación de las Plantas de Regasificación.

Planta de Regasificación	Mínimo técnico de operación (GWh/día)
Barcelona	128
Cartagena	85
Huelva	85
Bilbao	85
Sagunto	57
Mugaros	60
TOTAL	500

Fuente: Enagás

El hueco de producción para las plantas de regasificación dependerá de la evolución de la demanda anual, de la capacidad de entrada al sistema y de la utilización de esta capacidad de entrada, en concreto de las conexiones internacionales - que vendrá a su vez determinada por los precios de las distintas alternativas de aprovisionamiento.

En la figura 6.1.38 se plantean tres escenarios según el grado de utilización de las Conexiones Internacionales, asimilando los valores de flujos de entrada a valores medios de utilización descontando las entradas desde AA.SS. Así, para cada escenario, se estima el hueco de producción de las plantas de regasificación, en media, para el periodo 2013- 2017 para hacer frente a la demanda de gas media de un día laborable invernal, en base a la capacidad de entrada al sistema definida para la temporada de invierno.

Con ello, se pretende analizar si las plantas podrían operar por encima de sus mínimos técnicos.

Los tres escenarios se definen en función del grado de funcionamiento de las conexiones internacionales de la siguiente manera:

- **Escenario bajo:** Los ratios de utilización de las C.I. se plantean con una utilización media de interconexión con Francia del 50% de importación, Tarifa operando al 60% y consideración de Almería al 40%.
- **Escenario medio:** Los ratios de utilización de las C.I. se plantean como que la interconexión con Francia opera importando al 95%, Tarifa operando al 65% y Almería al 40%, Irún al 10%, al igual que la Interconexión con Portugal.
- **Escenario alto:** Los ratios de utilización de las C.I. se plantean como que la interconexión con Francia opera al máximo de su capacidad de entrada, se suponen valores ligeramente superiores a los actuales en la utilización de las interconexiones de Tarifa y Almería, 85% y 70% de su capacidad nominal, respectivamente, mientras que Irún se supone que funciona al 35% y Portugal, al 20%.

En cada uno de los tres escenarios, bajo, medio y alto, las plantas regasificarían la diferencia entre la demanda media diaria y los flujos de entrada estimados a través las conexiones internacionales.

Figura 6.1.38. Valoración de la cobertura de la demanda de un día laborable invernal bajo tres escenarios de utilización de las C.I.

Simulación de demanda a cubrir desde las distintas infraestructuras de entrada (GWh/día)	2013	2014	2015	2016	2017
Demanda media día laborable invernal	1.076	1.103	1.131	1.150	1.167
Capacidad de entrada total desde C.I.	846	846	846	846	846
Escenario bajo					
Entradas desde C.I.	402	402	402	402	402
Demanda a cubrir desde las plantas (*)	674	701	729	748	765
Escenario medio					
Entradas desde C.I.	500	500	500	500	500
Demanda a cubrir desde las plantas (*)	576	603	631	650	667
Escenario alto					
Entradas desde C.I.	665	665	665	665	665
Demanda a cubrir desde las plantas (*)	411	438	466	485	502

Fuente: CNMC y GTS.

El análisis muestra que en los escenarios bajo y medio propuestos la capacidad que habría que aportar desde las plantas de regasificación sería superior a la suma de los mínimos técnicos del conjunto de las plantas. Sin embargo, cabe destacar que si se tienen en cuenta las cifras de entradas del escenario alto, en el que las conexiones internacionales operan en los máximos supuestos respecto a sus capacidades, las entradas del conjunto de las plantas serían notablemente inferiores no llegando a cubrir los mínimos técnicos del conjunto de las plantas. Se hace notar que se han tomado cifras de demanda correspondientes a la temporada invernal; si se efectuase el análisis con cifras de demanda de gas en temporada de verano, las cantidades obtenidas estarían más próximas al conjunto de los mínimos técnicos de las plantas.

En cualquier caso, los valores de regasificación real quedan condicionados por las nominaciones de los distintos agentes según su operativa de mercado y por la propia dinámica de operación de cada planta.

6.2. Previsiones de desarrollo y funcionamiento del sistema eléctrico en el periodo 2013 a 2017.

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 y distribución de energía eléctrica.

Según lo establecido 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 a 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.

Las actuaciones necesarias en la red de transporte 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.

Adicionalmente, en el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte, debido a la ralentización económica y del crecimiento del consumo eléctrico, se aplazaron algunas actuaciones asociadas exclusivamente al suministro de demanda (ampliaciones o nuevas subestaciones) que estaban previstas en la Planificación 2008-2016. Estas actuaciones se calificaron con una nueva categoría «R» que implicaba que su necesidad podrá reconsiderarse en el proceso de planificación 2012-2020.

Por otro lado, en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, señalaba que, si bien el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 estimaba unos incrementos medios anuales de la demanda de electricidad del 3,2 por ciento en el escenario central y del 2,4 por ciento en el escenario de eficiencia, en el periodo 2008-2011, la demanda real se redujo un 3,8 por ciento. Por este motivo, dicho Real Decreto-ley estableció que la construcción de nuevas infraestructuras eléctricas deberá limitarse exclusivamente a aquellas infraestructuras imprescindibles para asegurar el funcionamiento del sistema en

condiciones de seguridad, a la vista del nuevo escenario de demanda previsto para los próximos años y a las interconexiones con los sistemas eléctricos de los estados limítrofes. Es importante destacar que esta medida no tendrá impacto negativo sobre la seguridad de suministro, ya que la situación actual del sistema eléctrico es muy favorable.

En este sentido, el Informe sobre el Sector Energético Español de 7 de marzo de 2012, propuso elaborar de manera inmediata un programa anual y, una vez aprobado éste, realizar una nueva planificación sobre un escenario realista adecuando las infraestructuras a construir al escenario macroeconómico más probable, a la evolución prevista de la generación y a la situación económica del sector eléctrico y del conjunto de la economía nacional. En base a todo lo anterior, en el mencionado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, se destacó la necesidad de elaborar una nueva planificación de los sectores de gas y electricidad, ya que el descenso de la demanda, la situación de nuevas inversiones en generación y el deterioro económico que recoge la revisión del escenario macroeconómico aprobado por el Gobierno hacen necesario revisar en profundidad, no sólo la propuesta que se encontraba en fase de tramitación, sino también la planificación en vigor.

En relación con lo anterior, según se establece en el artículo 10 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, hasta la aprobación por parte del Consejo de Ministros de una nueva planificación de la red de transporte de energía eléctrica queda suspendido el otorgamiento de nuevas autorizaciones administrativas para instalaciones de transporte competencia de la Administración General del Estado, con excepción de las instalaciones necesarias para las interconexiones internacionales. No obstante lo anterior, con carácter excepcional y mediante Acuerdo del Consejo de Ministros, se podrá habilitar a la Dirección General de Política Energética y Minas para la emisión de la autorización administrativa de aquellas instalaciones de su competencia o para la emisión de informes favorables en el caso de instalaciones de transporte autorizadas por las comunidades autónomas. El carácter excepcional vendrá justificado si la no construcción de la instalación supone un riesgo inminente en la seguridad del suministro o un impacto económico negativo en el sistema eléctrico, así como si su construcción resulta estratégica para el conjunto del Estado.

En su sesión de 20 de diciembre de 2012, se aprobó el Informe 33/2012 sobre propuesta de la Secretaría de Estado de Energía de una Resolución por la que se aprueba el programa anual de instalaciones de la red de transporte de energía eléctrica. Este programa anual tiene por objeto incorporar modificaciones en la planificación 2008-2016, levantando para una serie de infraestructuras la suspensión del Real Decreto-Ley 13/2012 antes citado, debido a la existencia de riesgo para la seguridad de suministro, que culminó con la *Resolución de 27 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones de las redes de transporte*

De esta manera las infraestructuras recogidas en el Programa Anual 2012 de Instalaciones responde a diversas causas tales como:

- Resolver restricciones de red que se presentan actualmente en el sistema y, por lo tanto, eliminar el sobrecoste considerable que los redespachos por restricciones suponen, con el consiguiente aumento del coste de mercado. Principalmente, permiten evitar la inclusión por restricciones de grupos de generación más caros para el control de tensiones por las noches en determinadas zonas así como la limitación de la evacuación de generación renovable.
- Evitar pérdidas de mercado ante fallos probables de red (fallo simple N-1) caso particularmente grave en los sistemas eléctricos canarios.
- Evitar condiciones de operación inseguras que pueden provocar pérdidas de apoyo a la red zonal o local, como puede ser la operación de subestaciones con barras sepa-radas para evitar flujos de carga o tensiones inadmisibles. La utilización de este tipo de medidas de operación puede hacer que la red no soporte fallos simples de elementos y que el Operador pierda sus herramientas de actuación antes incidentes.
- Eliminar posibles inconvenientes al adecuado mantenimiento de instalaciones, básicamente por el aumento del riesgo ante fallos por las razones expuestas en los puntos anteriores.

6.2.2. Funcionamiento del sistema en el horizonte 2013-2017

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.

Las infraestructuras lineales de gran impacto en el territorio, como las autopistas, autovías, trenes de alta velocidad, etc., tienen baremos de compensación económica, para expropiaciones, proporcionales al valor del terreno que ocupan. Las infraestructuras eléctricas, que tienen menor

ocupación territorial y son compatibles con los usos agrícolas del territorio, disponen de unos baremos poco significativos para los propietarios. El desarrollo de la energía eólica y de la telefonía móvil ha generalizado un nuevo concepto de compensación en forma de canon anual, que llega a ser muy atractivo para los propietarios del terreno y para las instituciones locales, y que no es comparable con los que las líneas eléctricas han podido ofrecer. Sin embargo, mientras que para el usuario final es evidente la utilidad de las grandes infraestructuras lineales civiles no ocurre lo mismo con las redes de alta tensión, cuyo carácter de activo imprescindible para garantizar el suministro eléctrico no es percibida por la sociedad. De hecho, en una sociedad es cada vez más electrodpendiente en la que se contextualiza cierta preocupación por la ubicación territorial de infraestructuras eléctricas, que pueden entenderse en el conjunto de la sociedad pero que en última instancia resultan rechazadas por las poblaciones vecinas a las zonas donde han de instalarse.

Así pues, desde las administraciones se encuentran dificultades para incluir, en su planificación territorial, la reserva necesaria de espacio para el desarrollo de nuevas infraestructuras.

Los puntos críticos de contestación pueden desglosarse en los siguientes:

- **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.
- **Problemática administrativa en la tramitación de los expedientes:** los procedimientos para la tramitación ambiental y administrativa de las instalaciones de la red de transporte son, por un lado complejos y por otro lado dispares en la medida que la red de transporte secundario está sujeta a la normativa de las comunidades autónomas, y con frecuencia carentes de coordinación con la normativa estatal. Por otra parte los tiempos medios para la obtención de las autorizaciones superan el año y medio en el caso de una autorización administrativa y dos años y medio una declaración de impacto ambiental. Adicionalmente, las administraciones locales plantean mecanismos de control relacionados

con licencias y autorizaciones no aplicables a la actividad del transporte, pero que retardan y dificultan la ejecución de las instalaciones.

En relación con lo anterior, a continuación se incluyen, según la información facilitada por el Operador del Sistema, aquellas instalaciones que presentan importantes condicionantes ambientales y/o sociales:

- Andalucía
 - L/ 220 kV Parralejo - Puerto Real y L/220 kV Facinas - Parralejo: La problemática de estas instalaciones es de índole ambiental debido a la afección a espacios incluidos en Red Natura 2000.
- Madrid
 - L/400 kV Segovia-Galapagar (variante de Guadarrama): El proyecto de la modificación no tiene Autorización Administrativa al existir una oposición por parte de la Dirección General de Medio Ambiente de la CAM que exige el soterramiento en el cruzamiento de vías pecuarias.
 - SE 400/220 kV Torrejón de Velasco y Líneas de entrada/salida: Durante la fase de Información Pública del expediente que agrupa estas instalaciones, la Subdirección General de Impacto Ambiental de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio de la Comunidad de Madrid, emitió un informe en el que mostraba su oposición al emplazamiento propuesto para la subestación eléctrica 400/220 kV Torrejón de Velasco. Tras posteriores negociaciones se llegaron a acuerdos sobre medidas correctoras y de acompañamiento ambiental a aplicar, restando la oposición inicial. El MAGRAMA ha solicitado una ampliación de Información para poder concluir la redacción de la DIA que REE ha remitido en septiembre de 2013.
 - L/400 kV Galapagar-Moraleja: En 2011 se desistió del expediente que se encontraba en ese momento en fase de tramitación administrativa, debido a que el entonces MARM, actual MAGRAMA, emitió informe negativo a estas instalaciones, tras la oposición del Parque Regional del Curso Medio del Guadarrama (Subdirección General de Medio Ambiente de la Consejería de Medio Ambiente de la Comunidad de Madrid). Tras la tramitación de un nuevo Documento Inicial y la recepción de las Respuestas a las Consultas Previas del mismo ha seguido existiendo una enorme oposición a las diferentes alternativas consideradas para el proyecto por parte de diferentes organismos y ayuntamientos. La seleccionada finalmente es la que discurre por el Parque Regional del Curso Medio del Guadarrama, lo que ha hecho que su órgano gestor y la DG de

Medio Ambiente de la CAM se hayan opuesto, así como el ayuntamiento de Colmenarejo. Actualmente está a punto de cerrarse el periodo de información pública.

- L/400 kV Morata-Valdemingomez, SE 400/220 kV Valdemingomez y cable 220 kV Valdemingomez-Villaverde: El trazado de esta línea a 400 kV, actualmente en fase de tramitación administrativa, discurrirá por el Parque Regional del Sureste de la Comunidad de Madrid, cuya legislación, (Ley 6/1994 declarativa del Parque), prohíbe la actuación, a excepción de los supuestos recogidos en sus Disposiciones Adicionales Quinta y Sexta. El trazado de la línea eléctrica fue acordado con los responsables del Parque Regional. La tramitación administrativa del Es.I.A. tuvo lugar en marzo de 2012 y se propuso que el organismo del Parque Regional (Dirección General de Medio Ambiente), emitiera autorización positiva al proyecto, supeditada a la obtención posterior de Declaración de Utilidad Pública (DUP), y así conseguir la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), o que emitiera un condicionado en el que quedara reflejado que tras obtener la DUP, se pudiera obtener autorización del Consejo de Gobierno del Parque.
 - SE 400/220 kV San Fernando de Henares y Líneas de entrada/salida: El emplazamiento de esta subestación ha sido propuesto por el Ayuntamiento de San Fernando de Henares al no aceptar los analizados inicialmente por REE. Al tratarse de zona Red Natura 2000 se puede esperar una tramitación administrativa compleja.
 - L/220 kV Anchuelo-Alcala II-Arroyo de las Monjas-Meco: La oposición de la Dirección General de Medio Ambiente de la Comunidad de Madrid, tanto al cruce en aéreo del Río Henares, como al tránsito por la zona de monte situada al sur del mismo, puede llegar a hacer inviable una línea eléctrica en aéreo entre la subestación de Anchuelo y cualquier emplazamiento que se localice en el término municipal de Alcalá de Henares.
- Valencia
 - L/400 kV Morella-La Plana: Esta instalación atraviesa espacios incluidos en Red Natura 2000, por lo que su tramitación administrativa resultará compleja. El expediente se ha tramitado presentando un anteproyecto en vez de proyecto de ejecución, por lo que el MAGRAMA ha solicitado en septiembre de 2013 una ampliación de información relativa a ubicación concreta de apoyos y accesos de la línea, talas así como informe de afección a RN2000.
 - SE 400/220 kV Santa Anna y líneas asociadas: Durante su Información Pública ha encontrado oposición de varios de los

ayuntamientos afectados por cuestiones de trazado. Las variantes propuestas por los mismos, han sido analizadas durante esta fase de Información Pública y se han descartado. El expediente está en el MAGRAMA. En septiembre de 2013 se ha contestado una Ampliación de Información solicitada, estando actualmente la DIA en elaboración.

- País Vasco y Navarra
 - L/400 kV Dicastillo-Itxaso, L/400 kV Dicastillo-L/Castejón-Muruarte y SE 400/220 kV Dicastillo: La problemática de estas instalaciones es de índole ambiental, debido a la afección a espacios incluidos en Red Natura 2000. Concretamente esta instalación afecta al ZEC de la Sierra de Urbasa existiendo una plataforma social en contra de la línea eléctrica formada por más de 140 municipios y asociaciones adheridas.
- País Vasco
 - L/400 kV Abanto-Güeñes: El Tribunal Supremo anuló el trazado de esta línea, estimando el recurso presentado por la Asociación ecologista Izate, debido a que discurría por el Biotopo Protegido de los Montes de Triano y Galdames. Se ha elaborado un nuevo proyecto que contempla una variante para evitar tal afección y actualmente se está tramitando en el MAGRAMA.
 - L/400 kV Güeñes-Itxaso: Esta línea eléctrica presenta una gran complejidad constructiva. Atraviesa espacios forestales de gran valor ecológico, por lo que resulta previsible una fuerte oposición social.
- Castilla y León
 - L/220 kV Santa Engracia-Magaña: Durante la fase de Información Pública de este expediente, la Dirección General de Medio Natural del Gobierno de la Rioja presenta alegación de oposición frontal al pasillo de menor impacto ambiental que figura en el E.I.A. y al resto de alternativas planteadas. En dicha alegación propone un corredor no planificado que enlazaría las subestaciones eléctricas de Magaña y La Serna.
 - L/220 kV Alcocero de Mola-Haro: Esta instalación presenta una fuerte oposición social fundamentalmente por parte de los bodegueros de la zona de La Rioja Alta, (encabezados por Bodega Muga), y el propio Ayuntamiento de Haro. En estos momentos, y por petición del MAGRAMA de forma previa a la DIA, están en información pública dos variantes del trazado surgidas durante la información pública.

- SE Magaña 220 kV L/220 kV Magaña-L/Oncala-Trévago L/220 kV Magaña-Moncayo y L/220 kV Moncayo-L/Magallón-Trévago: La Delegación Provincial de Medio Ambiente de Soria, después de someter a EvIA un expediente del Anexo II y tras la entrega del requerido EIA, acordó fuera del procedimiento de información pública del expediente que las soluciones en origen consensuadas para las líneas y la subestación debían de ser reestudiadas. El caso del corredor debería intentar buscar paralelismo con una línea eléctrica de 45 kV construida en el periodo de tiempo transcurrido entre el inicio de la consulta sobre sometimiento a EvIA y el final de la mencionada información pública, y valorar un nuevo emplazamiento para la subestación de Magaña. Tras aportar un estudio de información complementaria al EIA, la Delegación Provincial emite un segundo Acuerdo de Ponencia en el que se insta a redactar un nuevo EIA.

- Asturias
 - SE 400 kV Sama, L/400 kV Sama-Velilla, L/400 kV Sama-L/Soto-Lada, L/400 kV Sama-L/Lada-Robla: En la actualidad el MAGRAMA está pendiente de emitir la Declaración de Impacto Ambiental. Se prevé que se eleve la consulta a la Comisión Europea para valorar la afección a la Red Natura 2000. La última información solicitada fue facilitada el 30 de julio de 2013, y en ella el Ministerio ponía de manifiesto que el trazado de menor impacto del Estudio de Impacto Ambiental produciría un impacto severo sobre las poblaciones de Urogallo Cantábrico. Como consecuencia la Dirección General de Evaluación de Impacto Ambiental-Ministerio de Medio Ambiente insta a buscar una alternativa de pasillo que no afecte significativamente (la distribución de cantaderos de Urogallo cantábrico, dando como resultado la alternativa de paso por el Puerto de Pajares. Durante el primer semestre de 2013, REE ha realizado los estudios necesarios para la materialización de un nuevo trazado con distribución de apoyos de paso por el Puerto de Pajares cuyo resultado es el Informe Complementario tramitado en Julio de 2013.

 - SE 400 kV Costa Verde, L/400 kV Entronque Soto-Penagos-Entronque Sama-Velilla, L/400 kV Costa Verde-L/Reboria-Valle del Nalón: Durante la fase de Información Pública de este expediente se han recibido numerosas alegaciones en contra por parte de varios grupos ecologistas, particulares y de los consistorios de Siero, Nava, San Martín del Rey Aurelio, Bimenes y Laviana. El 1 de abril de 2013 el MAGRAMA ha inadmitido el expediente de la información pública remitido por el MINETUR y ha resultado caducar el expediente.

- SE 400/220 kV Gozón, L/400 kV Gozón-L/Soto-Tabiella, L/220 kV Gozón-Tabiella, SE 400/220 kV Reboria (antes denominada Carrio 400), L/400 kV Gozón-Reboria, L/220 kV Reboria- Carrio: Durante la fase de Información Pública se recibieron numerosas alegaciones en contra por parte de grupos ecologistas, particulares y de los Concejos de Carreño y Gozón.

- Galicia
 - Interconexión Norte con Portugal: El período de Información Pública está a punto de concluir. Hay una oposición frontal al proyecto por parte del Concello de Arbo, municipio por donde se realiza el cruzamiento del Río Miño, por lo que es uno de los principales condicionantes del proyecto. El motivo de haber seleccionado este punto de cruce es la todavía mayor dificultad existente en el territorio portugués para encontrar cualquier otro punto viable de cruce.

 - SE 220 kV Cambados: Durante la fase administrativa de Información Pública de la instalación, el Concello de Cambados informa desfavorablemente al emplazamiento propuesto para la implantación de esta subestación situado en una parcela contigua al parque existente, y propiedad de Unión Fenosa. El Concello considera más favorable su ubicación en el polígono industrial “Sete Pias” perteneciente al mismo consistorio. Esta situación hace previsible una compleja tramitación administrativa del proyecto.

 - SE 220 kV Tormeza: Obra que no se ha iniciado por instrucciones de la delegación del gobierno ante la oposición vecinal y del Concello de Vilaboa.

 - Boimonte-Pesoz: Obra prevista iniciar en breve y ante la que se están organizando colectivos opositores en algunos municipios. Se han producido algunos retrasos en el inicio de las obras por algunas cuestiones a resolver en el ámbito de cultura y los EPIAs de los accesos.

 - SE Lousame 220 kV, E/S Lousame L/220 kV Tambre-Santiago, L/220 kV Lousame-Mazaricos y L/220 kV Lousame-Tibo: Por parte de la Xunta de Galicia se están solicitando informes y variantes así como estudios complementarios. El Instituto de Estudios de Territorio también ha solicitado información complementaria. Existe malestar en el ámbito de los vecinos de Caldas de Reis del entorno de la SE de Tibo respecto al trazado de la línea Lousame-Tibo.

- Cataluña
 - SE 400/220 kV Ramis, L/400 kV Ramís-L/Sentmenat-Bescanó, L/220 kV Ramís-L/Juia-Vic, L/220 kV Ramis-L/Bescanó-Juiá y L/220

kV Juiá-Ramis 3: Este expediente dispone de Declaración de Impacto Ambiental de 15 de julio de 2011 excepto la línea Juiá-Ramis 3 que está en estudio su viabilidad técnica.

- SE 400/220 kV Desvern, L/400 kV Desvern-Gramanet, L/400 kV E/S Desvern a la L400 Rubí-Viladecans, C/220 kV Desvern-Sant Just 1,2, L/220 kV Desvern-Coll Blanc 1,2, L/220 kV Desvern-Valdoncelles y L/220 kV Desvern-Facultats: En agosto de 2013 se han presentado los proyectos y el ESI a la Dirección General de Energía y Minas de la Generalitat de Cataluña para que se pueda llevar a cabo la Información Pública antes del 20 de octubre de 2013 fecha de caducidad de las Consultas Previas.
- SE 400/220 kV Isona, L/400 kV Peñalba-Arnero-Isona, L/400 kV Isona-L/Sallente-Calders y L/400 kV Isona-L/Sallente-Senmenat: En el transcurso de la fase de información Pública se han recibido alegaciones de oposición a la línea eléctrica por parte de varios consistorios de Huesca afectados por el trazado proyectado, así como por parte de la Diputación de Huesca y varias entidades de carácter social. Por otro lado, en la zona de Lleida, los consistorios que muestran mayor oposición a la línea son el de Castell de Mur y Tremp. En el momento de redacción del presente informe la información pública del expediente en Cataluña sigue en curso habiéndose finalizado en Aragón.
- SE Gramanet 400 kV y L/400 kV Pierola-Gramanet: Tanto la línea como la subestación, disponen de autorización por parte del Consejo de Ministros. El Ayuntamiento de Santa Coloma de Gramanet por el contrario, muestra su oposición tanto a la implantación de la subestación como al paso a 400 kV del actual circuito Sant Fost-San Andreu que opera actualmente a 220 kV. Señalar que el ayuntamiento de Santa Coloma de Gramanet ha realizado recientemente una reclamación a la UE por el cambio de tensión de la línea de entrada de la futura Gramanet 400 del actual circuito Senmenat-Can Jordi.
- SE La Secuita 400 kV, L/400 kV La Secuita-L/Vandellós-Garraf, Subestación Els Aubals 400 kV, L/400/220 kV Escatrón-Els Aubals y L/400/220 kV Els Aubals-La Secuita: Está pendiente de remisión a la DGPEM el expediente de Cataluña, habiéndose tramitado ya el expediente desde Aragón. Se ha encontrado oposición al proyecto de algunos ayuntamientos habiéndose generado una plataforma social contraria a la línea en Tarragona. El MAGRAMA ha resuelto la caducidad del expediente al no haber recibido el resultado de la información pública en el plazo establecido.
- SE 400 kV Riudarenes y L/400 kV Riudarenes-L/Sentmenat-Bescanó: El expediente dispone de Declaración de Impacto

Ambiental (8-feb-2013) y de Autorización Administrativa (6-jun-2013). Se va a presentar una adenda al proyecto de ejecución de la línea que recoge las variantes contempladas en los requisitos de la DIA. Existe oposición de algunos colectivos concentrados en el T.M. de Santa Coloma de Farners, así como de dicho ayuntamiento. En breve se iniciará la obra de la subestación.

- Bescanó-Ramis-Santa Llogaia: Instalación en construcción con colectivos opositores de varias procedencias que han impedido el acceso a la obra y sabotado de maquinaria de contratistas. En curso acciones de la fuerza pública para permitir la continuidad de los trabajos. Actualmente las obras se encuentran a un 60% la obra civil y un 5% el montaje.
 - C/400 kV Santa Llogaia-Frontera Francesa: Actualmente en construcción, La obra civil está avanzada al 40%, Se ha sufrido esporádicos sabotajes de maquinaria en esta fase de obras.
 - L/220 kV Mangraners-Junea-Montblanc-Espluga-Penedés-Begues: Los proyectos se encuentran en trámite de Información Pública. Existe fuerte oposición por el cruzamiento de la línea de fincas privadas (viñedos) que está dificultando el avance de la tramitación
- Baleares
 - L/220 kV Artá-Bessons: Durante la Información Pública ha habido oposición por parte de los ayuntamientos afectados por el trazado de la línea eléctrica habiéndose creado una plataforma ciudadana en contra de la instalación. Como resultado el Govern Balear ha planteado a REE que se estudie la viabilidad del cambio de tensión de la actual línea a 132 kV Artá-Cala Mesquida dando entrada la subestación de Bessons y obteniendo bien una nueva línea a 220 kV Artá-Bessons o un doble circuito a 132 kV Artá-Bessons. Otra opción que se plantea estudiar es el cambio de tensión de los actuales dobles circuitos a 66 kV Artá-Manacor y Manacor-Bessons a 132 kV con aislamiento a 220 kV.
 - L/ 132 kV Lluçmajor – Son Orlandis: La Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 contemplaba esta actuación como repotenciación de la actual línea a 66 kV Lluçmajor – Son Orlandis, sin embargo, el proyecto presentado se corresponde con una nueva línea a 132 kV. Además, el nuevo trazado, puede ser incompatible con la servidumbre aeronáutica del aeropuerto de San Joan.
 - L/ 132 kV Bessons- Portocolom: La Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 contempla esta actuación como repotenciación de la actual línea a 66 kV Bessons- Portocolom, sin embargo, el proyecto presentado se corresponde con una nueva

línea a 132 kV. La Comisión Balear de Medio Ambiente del Gobierno de Baleares ha solicitado más información y justificación por este motivo. Este hecho hace previsible una compleja tramitación administrativa del proyecto. Actualmente sigue en la Comisión Balear pendiente de resolución.

- L/132 kV Lluçmajor- Arenal: A pesar de que esta instalación queda reflejada en la Planificación en el horizonte temporal hasta el año 2016 como nueva línea eléctrica, el Plan Director Sectorial de las Islas Baleares recoge la posibilidad de reutilización de la traza existente a 66 kV Lluçmajor- Arenal. Por este motivo resulta igualmente previsible problemas futuros en su tramitación administrativa. Actualmente sigue en la Comisión Balear pendiente de resolución.
- Canarias
 - Gran Canaria:
 - Subestación Barranco de Tirajana III , C/220 kV Barranco de Tirajana III-Barranco de Tirajana (DC), L/220 kV Barranco de Tirajana III-L/Jinamar-Santa Agueda, L/220 kV Barranco de Tirajana III-L/Barranco de Tirajana-Jinamar: Los proyectos de las líneas y la alternativa elegida en el Estudio de Impacto Ambiental presenta conflictos con particulares y Ayuntamientos al no ajustarse el trazado propuesto al pasillo incluido en el Plan Territorial de Infraestructuras Energéticas de Gran Canaria actualmente en fase de tramitación administrativa. Solicitada y presentada alternativa en soterrado de la totalidad de la línea.
 - L+C/220 kV Barranco de Tirajana-Sabinal (DC): El proyecto de la línea presenta rechazo por parte de Ayuntamientos y particulares debido a que se solicita el soterramiento de la totalidad del trazado alegando problemas paisajísticos, no estando el soterramiento de los tramos reclamados incluidos en la planificación eléctrica. Igualmente presenta conflictos con particulares y Ayuntamientos al no ajustarse el trazado en determinados tramos al pasillo incluido en el Plan Territorial de Infraestructuras Energéticas de Gran Canaria que no se encuentra en la actualidad aprobado (en tramitación). El Servicio de Impacto Ambiental de la Dirección General de Protección de la Naturaleza procedió en febrero de 2013 al archivo y cierre del expediente al considerar que el órgano sustantivo (Dirección General de Industria y Energía) no sometió el estudio de impacto ambiental al trámite de información pública en el plazo fijado por la propia comunidad autónoma. REE presentó recurso de reposición ante dicha resolución siendo este finalmente estimado.

- L/66 kV Garzas-San Mateo (2º Circuito): A fecha de redacción de este informe no se encuentra iniciada tramitación administrativa o ambiental del proyecto pero se incluye ya que es conocido el gran rechazo social que generó en su momento la construcción del primer circuito de esta línea y dado que el segundo circuito se encuentra proyectado que discurra por los mismos apoyos que el primero, Se prevé que existan de nuevo conflictos con los particulares y que se solicite variaciones del trazado ya existente y el soterramiento de la línea en las zonas conflictivas.
- o Fuerteventura:
 - Subestación Gran Tarajal, L+ C/132 kV Puerto del Rosario-Gran Tarajal (DC): Tanto el Cabildo de Fuerteventura como Ayuntamientos afectados y particulares solicitan el soterramiento a lo largo de todo el trazado de la línea, y/o la modificación del trazado tramitado a través del proyecto de ejecución para que este discurra por la ZEPA de LLanos y Cuchillos de Antigua alejándose aún más de los núcleos urbanos. Existió igualmente conflicto con el Servicio de Impacto Ambiental de la Dirección General de Protección de la Naturaleza, ya que como consecuencia de las consultas previas realizadas y alegaciones recibidas al proyecto, se solicitó la inclusión en el estudio de alternativas, alternativa del soterramiento de la línea en diversos tramos no urbanos y el desmantelamiento de la actual línea de 66 kV, cuando estas actuaciones no vienen reflejadas en la planificación eléctrica en vigor. Finalmente REE, procedió a presentar alternativa en soterrado de la línea obteniéndose una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) que no contempla el trazado proyectado en aéreo en su totalidad, vinculando la solución técnica a adoptar (aéreo o soterrada) en un tramo de línea de aproximadamente 7-8 km (Antigua) a nuevos informes a presentar por REE y a la decisión final del órgano ambiental competente. Este aspecto impide a REE continuar con la tramitación del proyecto con el fin de obtener la autorización administrativa de la instalación.
 - Subestación Matas Blancas y L+C/132 kV Matas Blancas-Gran Tarajal: Tanto el Cabildo de Fuerteventura como Ayuntamientos afectados y particulares solicitan el soterramiento a lo largo de todo el trazado de la línea incluyendo zonas no urbanas y no asimilables a urbanas. La nueva SE Matas Blancas 132kV se proyecta adosada a la actual SE Matas Blancas 66 kV que se encuentra emplazada sobre la Red Natura 2000 (LIC Y ZEPA de Jandía). El Servicio de Impacto Ambiental de la Dirección General de Protección de la Naturaleza solicita que se estudie alternativa fuera de la Red Natura 2000 a unos 3-4 km, no siendo viable esta alternativa desde el punto de vista eléctrico.

- Subestación La Oliva y SE Puerto del Rosario. L+C/132 kV Puerto del Rosario-La Oliva (DC): Solicitada y presentada alternativa en soterrado de la totalidad de la línea por parte de REE ante la advertencia de caducidad y cierre del expediente en el caso de no ser presentada.
- o Lanzarote:
 - L+C/132 kV Playa Blanca-Mácher (DC): Conflicto manifiesto con el Cabildo de Lanzarote, Ayuntamiento de Yaiza, y particulares ya que solicitan el soterramiento a lo largo de todo el trazado de la línea. Solicitada y presentada alternativa en soterrado de la totalidad de la línea por parte de REE ante la advertencia de caducidad y cierre del expediente en el caso de no ser presentada.
 - Subestación Callejones 66 kV(nueva San Bartolome), L+C entrada en la SE Callejones L/66 kV Punta Grande-Macher, C/66 kV Callejones-San Bartolome (DC), y L+C/66 kV Punta Grande-Callejones: Existe conflicto con los municipios afectados por la línea y con el Cabildo de Lanzarote ya que solicitan el soterramiento a lo largo de todo el trazado de la línea. El ayuntamiento de San Bartolome solicita el cambio de ubicación de la subestación para que esta se sitúe adosada a la ya existente, denominada San Bartolomé, dentro del entorno de protección de un Bien de Interés Cultural (BIC), denominado Zona Arqueológica de Ajey y por tanto, con la probable afección al mismo.
- o Tenerife:
 - Subestación Chio (Nueva Guia de Isora), L/66 kv Chio-Guia de Isora y L/66 kv Chio-Los Olivos: Se ha constatado la existencia de rechazo, por parte del ayuntamiento de Guía de Isora y población del municipio, a la implantación de una nueva subestación debido a la posible afección a terrenos de cultivo de “alto valor”.
 - L/220 kV Buenos Aires-Caletillas (cambio de tensión): La única posibilidad para la realización del proyecto de cambio de tensión, es la de utilización de la actual L/66 kV no existiendo posibilidad de realizar modificación alguna del trazado. La modificación en el pasado de la actual línea de 66 kV presentó numerosos problemas desde el punto de vista de aceptación social ya que discurre en las cercanías de urbanizaciones, edificaciones aisladas y naves industriales. Se espera que el cambio de tensión de esta línea genere una problemática similar.
 - Subestación La Matanza, L/66 kV Cuesta de la Villa-La Matanza, L/66 kV La Matanza-L/Tacoronte-Cuesta de la Villa, conexión La Matanza L/66 kV La Matanza-L/lcod de los Vinos-Cuesta de la Villa

II: Tras la tramitación de los proyectos de líneas y nueva subestación existe una oposición frontal, tanto de los ayuntamientos de La Matanza, como de la población afectada, aludiendo al impacto que generaría principalmente sobre el paisaje, cultivos de viña en activo y zonas recreativas. La oposición a la instalación ha gozado de alta repercusión en los medios de comunicación. Debido a esta oposición el expediente fue paralizado por el órgano sustantivo.

- Subestación La Matanza 220 kV y L/220 kV Caletillas-La Matanza: No se encuentra iniciada por el momento la tramitación del proyecto pero si la tramitación ambiental. Presenta la misma oposición frontal tanto municipal como social derivada de las instalaciones incluidas en el expediente a 66kV mencionadas anteriormente y al situarse el nuevo parque 220 kV La Matanza adosado al emplazamiento de la SE 66 kV La Matanza. Problemática similar a la expuesta en el proyecto anterior con estado similar de paralización del expediente por parte del órgano sustantivo.
- Subestación San Telmo (Plaza Europa): Se trata de una subestación con autorización administrativa concedida a Endesa (Unelco distribución) con anterioridad a la asignación como transportista único en los sistemas extrapeninsulares de REE. La instalación autorizada se emplaza de manera subterránea en el interior del perímetro de protección del Bien de Interés Cultural denominado Ermita de San Telmo, lo que ha generado cierta problemática tanto con el ayuntamiento de Santa Cruz de Tenerife, como con el Cabildo de Tenerife, para la autorización y otorgamiento de licencias sectoriales al proyecto.
- Subestación Caletillas 220 kV (nueva Candelaria), Subestación El Rosario 220 kV (nueva Geneto), L/220 kv Caletillas-El Rosario, L/220 kV Caletillas-Candelaria, y C/66 kV El Rosario- Geneto: Ha sido solicitado por los municipios afectados el soterramiento a lo largo del trazado de la línea, incluyendo zonas no urbanas y no asimilables a urbanas. Se ha tramitado variante en aéreo del trazado de la L/220 kV Caletillas-El Rosario por la oposición del municipio de Candelaria al trazado inicialmente proyectado.

Adicionalmente, resulta oportuno indicar 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 de 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.

Bajo las condiciones actuales, se expone desde el Operador del Sistema que la red de transporte carece en estos momentos de elementos de control suficientes para mantener el nivel de tensión en niveles compatibles con lo establecido en los Procedimientos de Operación y, en cualquier caso, en valores que aseguren, con suficiente margen de seguridad, la integridad del aislamiento de la aparamenta. En este sentido, señala que resultan relativamente habituales valores de tensión entre 420 y 430 kV –e incluso 440 kV- durante los periodos de valle, pese a que sistemáticamente se utilizan todos los medios de control de tensión de los que dispone el sistema eléctrico español en la red de transporte. En particular, para el año 2011 proporciona las siguientes cifras:

- Más de tres cuartas partes -76%- de las reactancias del sistema estuvieron acopladas más de 7.000 horas al año -80% del periodo-. Más de la mitad - 51%- han estado acopladas más de 8.000 horas -91% del periodo-.
- Puesto que el recurso ofrecido por las reactancias existentes está prácticamente agotado en situación base, durante la mayor parte de los valles del año, el número de líneas -valor medio- de la red de transporte desacopladas como último recurso para controlar la tensión ha sido de 49, llegándose en algunos casos a abrir hasta 93 líneas.

Además, en determinadas zonas del sistema, dependiendo sobre todo del perfil de generación existente en la península, se han de mantener algunas líneas desacopladas en permanencia para controlar la tensión. Durante 2011, 25 líneas de 400 kV han estado abiertas por control de tensión más de 4.000 horas, alcanzando tres de ellas las 6.200 horas. Este tipo de prácticas no son deseables pues reducen el margen de seguridad del sistema.

Son varios los factores que influyen en el aumento de tensión del sistema eléctrico, cuyo peso es variable, y en cualquier caso, dependiente de cada situación concreta. En cualquier caso, se listan a continuación los factores más relevantes:

- Dimensionamiento de la red de transporte –RdT- para permitir la evacuación de generación de origen renovable: El auge en los últimos años de las energías renovables y su característica de generación distribuida ha impulsado el desarrollo de la RdT y la construcción de nuevas líneas para poder hacer frente a los cambiantes escenarios de generación. Actualmente la RdT está dimensionada para una capacidad instalada de casi 100 GW, tres veces superior a la demanda media durante el año 2011 que fue del orden de los 30 GW³. Esto implica que la carga media por las líneas, especialmente en horas valle, sea muy baja, y, por tanto, se enfatice el carácter capacitivo de la RdT, que se comporta como una fuente generadora neta de reactiva.
- Creciente soterramiento de red en entornos urbanos. La tendencia actual de soterrar líneas en los núcleos urbanos, no sólo líneas de la RdT sino también líneas de la red de distribución –RdD-, supone un importante impacto en el balance de reactiva del sistema, al tener los cables un carácter más capacitivo que las líneas aéreas. Los nuevos cables en la RdD, especialmente en la red de 132 kV, influyen también negativamente en la capacidad de esta red para cumplir con los requerimientos obligatorios de compensación de reactiva –P.O. 7.4- en los puntos frontera transporte – distribución en situaciones de baja demanda.
- El desarrollo del régimen especial como un agente principal en la cobertura de la demanda desplaza al régimen ordinario: La normativa actual no contempla que las instalaciones en régimen especial – entre los que se encuentran más de 21.000 MW de generación eólica instalada- participen en un control continuo de tensión, a pesar de que técnicamente algunas instalaciones serían capaces de proveer este servicio. El mecanismo de control de tensión de estas instalaciones se basa en el mantenimiento de un factor de potencia y, en algunos casos, este procedimiento puede no resultar el más conveniente para las necesidades del sistema.

Adicionalmente, el RD 1565/2010, de 19 de noviembre, establece un factor de potencia máximo obligatorio para estas instalaciones de 0.98. La mayor parte de las instalaciones existentes tiene una capacidad de absorción de reactiva muy superior a este valor –de hecho el exceso de consumo de reactiva tiene que ser compensado con las conexión de bancos de condensadores en los propios parques/máquinas. Por lo tanto, se está desaprovechando un recurso de compensación de reactiva disponible cuya utilización no implicaría ningún desarrollo tecnológico adicional. En este sentido, el Operador del Sistema envió al MIET una propuesta de nuevo Procedimiento de Operación 7.5 que recoge una

nueva modalidad de control de tensión para las instalaciones de régimen especial basado en el seguimiento de consignas de tensión enviadas en tiempo real, y que por tanto, es más adecuado para el control de las tensiones en el sistema.

- Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte - P.O.7.4- En el P.O.7.4, aprobado en marzo de 2000, se establecen unos determinados requisitos obligatorios de absorción de reactiva para los generadores y de no entrega de reactiva a la red en la frontera transporte/distribución para los distribuidores. La penalización establecida por el incumplimiento de los requisitos obligatorios está ligada a unos precios de la energía reactiva que todavía siguen pendientes de aprobación, por lo que hasta ahora no han sido aplicadas penalizaciones por incumplimiento de los agentes de sus obligaciones. De igual modo, tampoco existe un incentivo real – económico- para los agentes para ofertar recursos adicionales de control de tensión, a pesar de que esta posibilidad está contemplada en el P.O.
- Cambio del perfil de generación ordinaria del sistema y en su localización. Los más de 25.000 MW de ciclos combinados que se han incorporado en los últimos 10 años, de los cuales algunos se han localizado en sitios diferentes a los previstos originariamente en la planificación, a la vez que no se han instalado otros previstos en los estudios realizados- han producido un cambio de los flujos de energía en el sistema. La energía ya no fluye habitualmente desde el Noroeste de forma masiva, por lo que al estar mucho menos cargada la red en esta área las tensiones se elevan de forma importante obligando a abrir líneas ante la falta de reactancias.

En base a todo lo anterior, el Operador del Sistema considera fundamental dotar a corto plazo a la red de transporte española de los elementos de control de tensiones necesarios para compensar el desequilibrio de reactiva que ha surgido en los últimos años por diversos factores. Las actuaciones que se proponen para solventar la situación son:

- Completar el P.O.7.4 -servicio complementario de control de tensión de la red de transporte-, aprobando los precios de la energía reactiva a los que se encuentran ligados las penalizaciones por el incumplimiento de los requisitos obligatorios, y pasando a realizar el control de tensiones de la red de transporte mediante consignas de tensión.
- Elaborar propuestas de cambios regulatorios que posibiliten un control de tensión más efectivo y acorde a las necesidades del sistema.
- Propuestas de instalación de reactancias en el sistema para aliviar las situaciones de sobretensión observadas, a considerar en el ejercicio de planificación con horizonte 2020.

Finalmente, cabe destacar que, con objeto de garantizar la seguridad del suministro eléctrico, el Operador del Sistema considera particularmente necesario y urgente proceder a la instalación de un número significativo de reactancias principalmente en núcleos urbanos – Sevilla, Valencia...-, tal y como se ha hecho en los últimos meses en Madrid. El hecho de no tomar medidas urgentes para la instalación de nuevas reactancias en el futuro próximo, dará lugar a situaciones de sobretensiones extremas no controlables principalmente en las zonas urbanas y periurbanas, como las registradas durante la primavera de 2011 en Madrid, y que obligó a adoptar medidas excepcionales de desmallado de la red de 220 kV y dejar consumo alimentado en antena. Adicionalmente, los valores sistemáticos de sobretensiones puede originar daños en los cables y la aparamenta de la zona, que darían lugar a incidentes de gravedad con gran repercusión social, no sólo por la envergadura del consumo eléctrico afectado sino por el riesgo de que el tiempo de reposición de los elementos en fallo puede ser elevado, pudiendo afectar adicionalmente a la calidad del suministro eléctrico del consumidor final.

6.2.3. Problemas detectados por el operador del sistema en la red de distribución.

Problemas de tensiones inducidos desde la red de distribución y los consumidores directamente alimentados desde la red de transporte.

Situación de punta

Al objeto de evaluar de forma continua la evolución de los factores de potencia de la Red de Distribución, vistos desde la Red de Transporte, se presentan a continuación los correspondientes al año 2012, tomado como referencia los registrados por CC.AA. durante la hora punta (20.21 horas) del día 13/02/2012²⁵:

²⁵ Valores integrados horarios de demanda excluidos autoprodutores y pérdidas, correspondientes al día de mayor demanda del 2012

CC.AA.	Activa	Reactiva	cos ϕ											
			2012 ²⁶	2011 ²⁷	2010 ²⁸	2009 ²⁹	2008 ³⁰	2007 ³¹	2006 ³²	2005 ³³	2004 ³⁴	2003 ³⁵	2002 ³⁶	2001 ³⁷
Navarra	391	29	0,997	0,983	0,992	0,968	0,981	0,976	0,997	0,967	0,903	0,887	0,916	0,782
Castilla y León	1.369	213	0,988	0,978	0,978	0,984	0,981	0,945	0,958	0,953	0,922	0,933	0,937	0,919
Andalucía	6.052	703	0,993	0,983	0,981	0,985	0,982	0,986	0,974	0,964	0,938	0,945	0,934	0,929
Galicia	933	314	0,948	0,96	0,982	0,963	0,964	0,962	0,948	0,949	0,951	0,92	0,875	0,817
Madrid	5.195	654	0,992	0,986	0,978	0,981	0,983	0,98	0,959	0,96	0,959	0,938	0,915	0,917
C. Valenciana	5.019	533	0,994	0,984	0,992	0,988	0,987	0,986	0,977	0,979	0,962	0,958	0,958	0,944
Asturias	682	113	0,987	0,978	0,985	0,985	0,964	0,966	0,967	0,954	0,963	0,955	0,936	0,948
Cataluña	6.623	858	0,992	0,986	0,989	0,977	0,988	0,988	0,973	0,974	0,963	0,947	0,942	0,942
La Rioja	151	30	0,981	0,977	0,967	0,983	0,975	0,992	0,964	0,996	0,975	0,911	0,885	0,861
Aragón	569	12	1,000	0,991	0,995	0,996	0,998	0,989	0,976	0,989	0,978	0,966	0,949	0,927
Castilla-La Mancha	948	120	0,992	0,973	1,000	0,979	0,989	0,978	0,98	0,964	0,983	0,948	0,908	0,919
Extremadura	731	88	0,993	0,902	0,946	0,986	0,975	0,988	0,946	0,965	0,987	0,983	0,951	0,933
País Vasco	2.073	182	0,996	1,000	1,000	0,995	0,992	0,977	0,996	0,998	0,989	0,999	0,996	1,000
Murcia	995	149	0,989	0,943	0,959	0,966	0,972	0,964	0,945	0,968	0,993	0,884	0,98	0,923
Cantabria	256	44	0,986	0,978	0,984	0,999	0,999	0,979	0,969	0,983	1,000	0,926	0,975	0,932

Figura 6.2.1. Factores de potencia de la Red de Distribución, vistos desde la Red de Transporte, registrados por CC.AA.

²⁶ Correspondiente a la hora 21 del 13/02/2012

²⁷ Correspondiente a la hora 13 del 28/06/2011

²⁸ Correspondiente a la hora 13 del 19/07/2010

²⁹ Correspondiente a la hora 13 del 01/09/2009

³⁰ Correspondiente a la hora 13 del 01/07/2008

³¹ Correspondiente a la hora 13 del 27/07/2007

³² Correspondiente a la hora 13 del 17/07/2006

³³ Correspondiente a la hora 13 del 21/07/2005

³⁴ Correspondiente a la hora 13 del 30/06/2004

³⁵ Correspondiente a la hora 13 del 26/06/2003

³⁶ Correspondiente a la hora 13 del 18/06/2002

³⁷ Correspondiente a la hora 13 del 04/09/2001

A la vista de la tabla anterior conviene realizar algunas reflexiones:

- Durante el año 2012, sólo en la comunidad autónoma de Galicia registró un factor de potencia inferior a 0.95, umbral marcado por el PO 7.4³⁸. Respecto al año anterior, en 13 de las 15 CC. AA. peninsulares han aumentado ligeramente el factor de potencia, excepto Galicia y el País Vasco, donde baja de este valor de referencia (ver Gráficos 2, 3 y 4).

Figura 6.2.2. Evolución anual del factor de potencia por Comunidad Autónoma: Navarra, Castilla y León, Galicia, Asturias y Cataluña

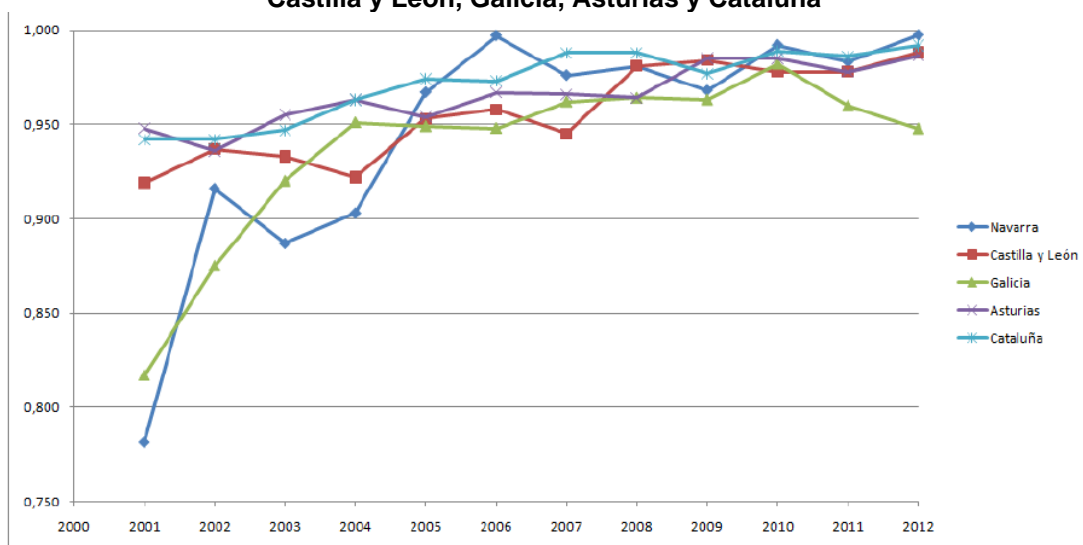
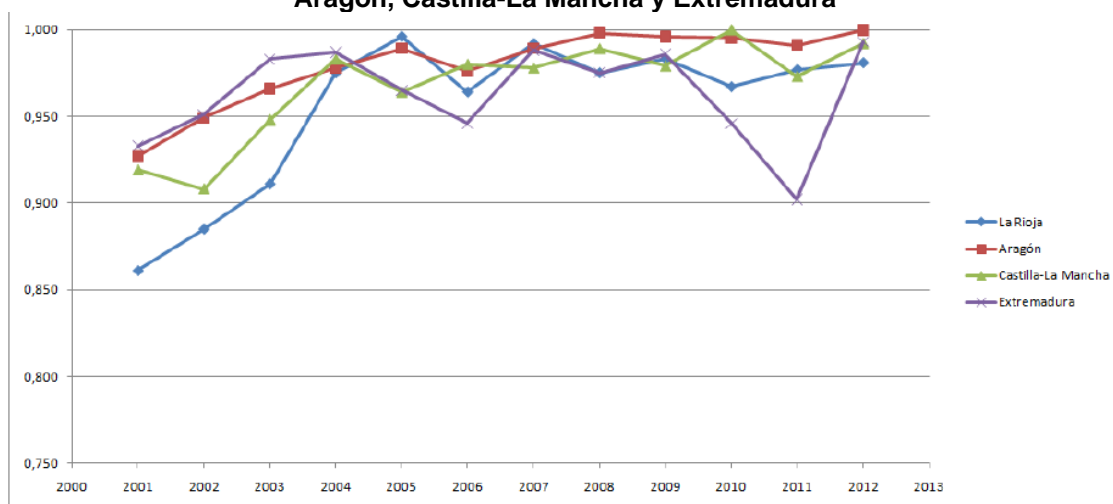
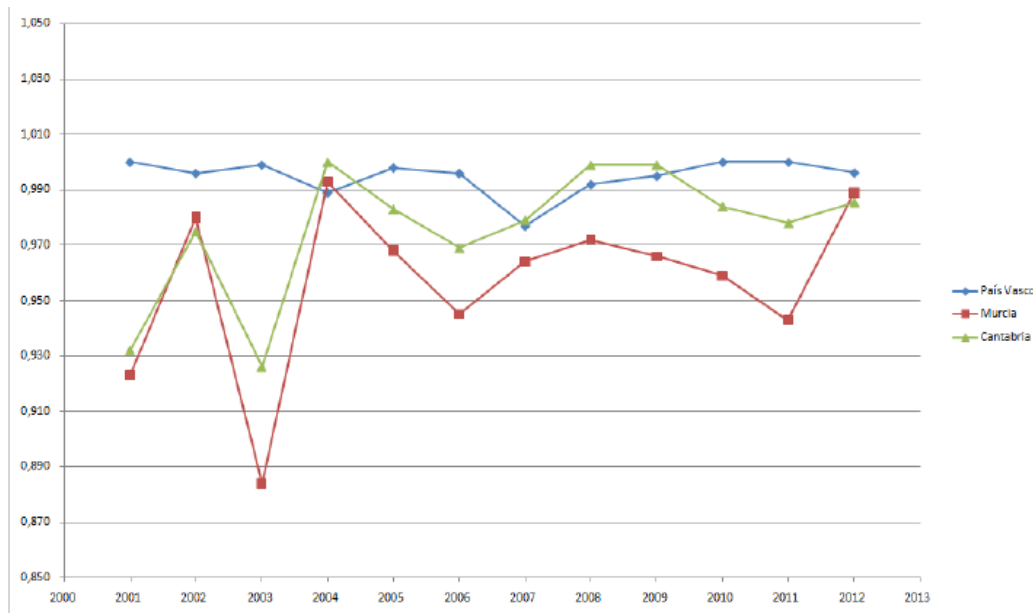


Figura 6.2.3. Evolución anual del factor de potencia por Comunidad Autónoma: La Rioja, Aragón, Castilla-La Mancha y Extremadura



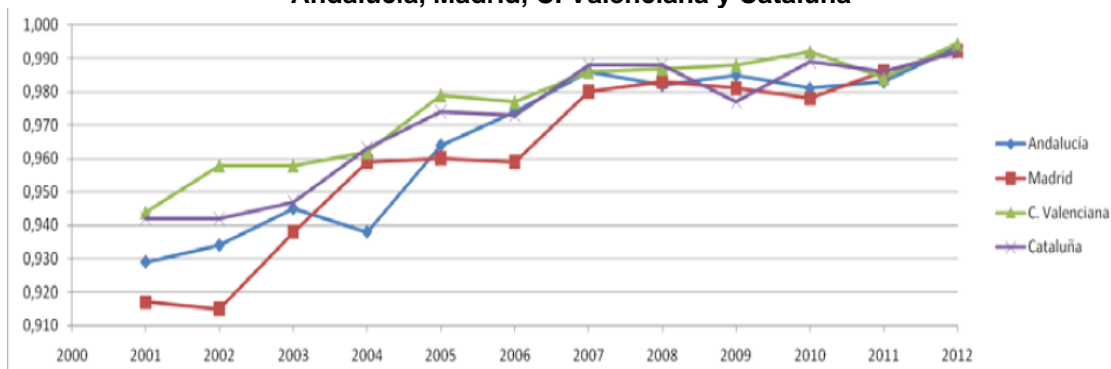
³⁸ No obstante, hay que hacer notar que dicho límite se ha de cumplir en todos y cada uno de los puntos frontera Transporte-Distribución. que una CC.AA tenga un factor de potencia superior a 0,95 no significa que no pueda haber en dicha CC.AA algún punto frontera que deba corregir su factor de potencia.

Figura 6.2.4. Evolución anual del factor de potencia por Comunidad Autónoma: País Vasco, Murcia y Cantabria



- Es destacable, pese a estas excepciones, que el factor de potencia siga alcanzando en la mayoría de las CC. AA. valores cercanos o superiores a 0.98.
- En el caso de las 4 CC. AA. más afectadas históricamente por problemas de subtensiones, es decir, Andalucía, Madrid, Valencia y Cataluña, siguen manteniéndose por sexto año consecutivo en valores por encima de 0.98 o próximos a él (ver Gráfico 1).

Figura 6.2.5. Evolución anual del factor de potencia por Comunidad Autónoma: Andalucía, Madrid, C. Valenciana y Cataluña



- Como conclusión general del análisis, el factor de potencia global del sistema sigue con 0.973 en valores similares al máximo alcanzado el año anterior con 0.987, superándose en catorce de las quince CC.AA. peninsulares el mínimo de 0.95 marcado en el PO 7.4. Este dato vuelve a corroborar la mejora progresiva que se viene observando desde 2003, cuando sólo cinco CC.AA. superaban dicho umbral. Por lo tanto, tal y

como se confirmaba en el anterior informe, en el momento actual, y salvo alguna situación muy puntual que se pueda presentar en algún nudo de la red de transporte, no existe un problema de elevados consumos de reactiva en el sistema peninsular por parte de la distribución sino todo lo contrario.

Situación de valle

Desde el punto de vista contrario, se ha analizado también el comportamiento respecto a energía reactiva en las fronteras transporte-distribución en horas valle, dada la creciente problemática actual de sobretensiones registradas en horas de baja demanda.

En la tabla siguiente se muestran los factores de potencia por comunidad autónoma que se registraron el pasado día 01/04/2013 a las 4.50h, cuando llegaron a abrirse por control de tensión 101 líneas de la Red de Transporte (RdT), frente a escenarios similares de años anteriores. En **rojo** se marcan las Comunidades Autónomas donde se observa que el **factor de potencia es capacitivo**.

Figura 6.2.6. Factores de potencia por comunidad autónoma registrados el día 1 de abril de 2013 a las 4:50 horas

<u>CC.AA.</u>	<u>cos φ</u> <u>2013</u>	<u>cos φ</u> <u>2012</u>	<u>cos φ</u> <u>2011</u>	<u>cos φ</u> <u>2010</u>	<u>cos φ</u> <u>2009</u>	<u>cos φ</u> <u>2008</u>	<u>cos φ</u> <u>2007</u>
Navarra	0,869	0,841	0,945	0,986	0,969	0,997	1,000
Castilla y León	0,987	0,990	0,998	0,995	0,990	0,993	0,912
Andalucía	0,999	0,994	1,000	0,998	0,981	0,994	0,996
Galicia	0,998	0,997	1,000	0,997	0,932	0,972	0,992
Madrid	0,959	0,970	0,967	0,968	0,967	0,992	0,987
C. Valenciana	0,963	0,933	0,980	0,992	0,995	1,000	0,995
Asturias	0,998	0,977	0,998	0,999	0,993	0,968	0,972
Cataluña	1,000	0,999	0,996	1,000	1,000	0,997	0,999
La Rioja	0,965	0,965	0,987	0,996	0,999	0,927	0,992
Aragón	0,969	0,889	0,983	0,990	0,994	0,997	0,968
Castilla-La Mancha	0,907	0,992	0,886	0,995	0,977	1,000	0,969
Extremadura	0,984	0,975	1,000	0,999	0,996	0,994	0,999
País Vasco	0,997	0,978	0,949	0,981	0,968	0,999	0,882
Murcia	0,999	0,959	0,990	0,975	0,961	0,946	0,974
Cantabria	0,996	0,866	0,998	0,986	0,992	0,999	1,000

A la vista de los datos de esta tabla caben las siguientes observaciones:

- En 12 CC. AA. se siguen registrando factores de potencia capacitivos (sólo en Galicia, Asturias y Cataluña no sucede lo mismo), lo cual contraviene las especificaciones recogidas en el PO 7.4 para periodos valle y contribuye al incremento de las tensiones de la RdT.

- Una de las causas que explica estos factores de potencia es el progresivo soterramiento de redes de tensiones elevadas en entornos urbanos. Este factor puede ser especialmente importante en ciudades grandes como Madrid.
- Otro de los factores que influyen en las elevadas tensiones registradas en el sistema durante las horas valle es el aumento en los kilómetros de líneas y cables en las instalaciones de conexión de generación de régimen especial. En muchos casos, estas conexiones se construyen soterradas utilizando cables de modo que cuando la producción de la generación conectada a través de ellos es baja o nula los productores no compensan con los generadores la reactiva generada por las líneas de conexión. Esto da lugar a que el complemento de factor de potencia en el punto de conexión esté fuera del rango de potencia obligatorio del Anexo V del RD 661/2007 modificado por el RD 1565/2010, pero no supone una penalización significativa para los productores debido a que la penalización económica es proporcional a la producción, siendo nula o muy baja en dichas horas.
- Como conclusión general se puede afirmar que el sistema peninsular ha dejado atrás los gravísimos problemas de tensiones bajas en punta que manifestaba hace diez años como consecuencia, entre otros motivos, de la mejora de la compensación capacitiva en distribución. Sin embargo, esta recuperación producida se ha convertido en un problema en algunas zonas donde, en periodos valle, se alcanzan factores de potencia capacitivos, siendo este factor junto con el gran número de kilómetros de líneas de transporte que han tenido que ser soterradas en entornos urbanos en los últimos años, los dos elementos que más están influyendo en llevar al sistema a situaciones extremas durante estos periodos, llegando a abrir unos 7200 km de circuitos de 400 kV para poder controlar el nivel de tensión de la red. Es urgente tomar medidas para poder solucionar este problema, y en este sentido, es imprescindible continuar con el proceso de instalación de reactancias en nudos de la RdT, teniendo en cuenta que la demanda de reactiva del sistema en horas valle prácticamente ha desaparecido.

Problemas de tensiones en la red de distribución.

Los problemas detectados por el Operador del Sistema de forma cualitativa son:

- Altas tensiones en las zonas de Levante y Toledo por falta de mallado en la red.

Problemas de sobrecargas en la red de distribución.

Los problemas detectados por el Operador del Sistema de forma cualitativa son:

- Elevadas cargas en la transformación a 132 kV en Majadahonda y Fuencarral, en situaciones de alta demanda y principalmente ante fallo de las unidades en paralelo.
- Elevadas cargas en algunos ejes de 132 kV de Valencia (e interconexiones con Castellón) y Murcia, que en ocasiones, superan su capacidad nominal con fuertes demandas. No es posible solucionar este problema con generación.
- Elevadas cargas en la transformación 220/132 kV de Gerona (Juiá) y Barcelona (La Roca y S. Coloma). También se observan problemas en la zona de influencia del AT 400/110 kV Garraf (Tarragona).
- Elevadas cargas en la transformación 220/110 kV de Can Jardí, Collblanch, Sant Andreu y Sant Celoni (Barcelona). El distribuidor suele recurrir a desmallados en la red, principalmente a separaciones de barras en el lado de baja de estos trafos.
- Sobrecargas en la zona de PONFERRADA 132 kV ante determinadas contingencias. En épocas de baja hidraulicidad y alta demanda o en épocas de muy alta hidraulicidad, ante varias contingencias de la zona, pueden aparecer sobrecargas en el TRAF0 220/132 kV de COMPOSTILLA (60 MVA), pudiendo obligar a la programación o reducción de generación hidráulica para resolver restricciones. Esto es debido principalmente a la baja capacidad del transformador de COMPOSTILLA.
- Sobrecargas en la red de 132 kV de Asturias ante falta de generación térmica en la red de 220 o 132 kV de la zona y fallo del AT 400/220 kV SE Soto de Ribera.
- Sobrecargas en la red de 132 kV del norte de LUGO y del occidente de ASTURIAS. Con alta generación en la zona de SE 132 kV BOIMENTE, el disparo de los AT1 y AT2 400/132 kV BOIMENTE provoca sobrecargas en esta red de 132 kV. Para evitar las sobrecargas, E.ON explota la SE 132 kV BOIMENTE con barras separadas y una distribución tal que parte de la generación eólica directamente se vierte hacia la red de 400 kV. La instalación de teledisparos de generación en alguna de las líneas de evacuación de generación eólica que vierten directamente a Boimente 132 kV, ha reducido las situaciones de sobrecarga en caso base en el transformador 400/132 kV al que se conecta directamente la eólica. No obstante, esta separación de barras obliga, en situaciones de elevada producción eólica, a reducir en tiempo real la generación de los parques de Boimente. Por otro lado, también se producen reducciones de producción eólica/hidráulica en tiempo real en bolsas de Galicia-Asturias por problemas de sobrecargas en la red de 132 kV de E.ON.

- Problemas de alimentación a León ante el fallo en la transformación 400/132 kV de La Robla o Vilecha.
- Problemas de sobrecargas en el eje 132 kV TESOURO-SABON. En horas de alta demanda en GALICIA y baja generación en el eje pueden aparecer sobrecargas incluso en ausencia de fallo. Se requiere la programación de generación hidráulica y/o el desmallado de esta red por parte de U.F. para resolver las restricciones técnicas que aparecen.
- Problemas de sobrecargas en el AT 220/132 kV FRIEIRA. En horas de alta demanda y baja generación hidráulica en la zona. Pueden aparecer sobrecargas en este trafo incluso en ausencia de fallo. Para solucionar este problema U.F. realiza la explotación de S.E. 132 kV FRIEIRA con barras separadas.

Problemas de falta de mallado en la red de distribución

La red de distribución de la energía eléctrica es un escalón del sistema de suministro eléctrico, que es responsabilidad de las compañías distribuidoras de electricidad. La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza normalmente en dos etapas.

La primera está constituida por la que podría entenderse red de reparto, que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 45 y 132 kV. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento de 3 a 30 kV. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (125/220 ó 220/380 V).

Cada vez en un mayor número de zonas del sistema se está observando una carencia cada vez más acusada de redes de distribución en su nivel de reparto a tensiones inferiores al 220 kV y la falta de desarrollo de redes de distribución a tensiones de 3 a 30 kV que permitan la alimentación de la demanda, en caso de fallo de una subestación de transporte, desde otras subestaciones de transporte alternativas. Este hecho se ha demostrado como una situación no deseable por los cortes prolongados y de elevadas demandas no suministradas que pudieran producirse.

Evolución de las demandas y factores de potencia inducidos desde la Red de Distribución y los consumidores directamente alimentados desde la red de transporte.

En la siguiente tabla se representa la evolución de la demanda por C.C.A.A, excluyendo pérdidas y régimen especial no incluido en el modelos del estimador de estado del OS.

Figura 6.2.7. Demanda por comunidad autónoma, excluyendo pérdidas y régimen especial no incluido en el modelo del estimador de estado del operador del sistema

CC. AA.	ACTIVA		REACTIVA		COS ϕ	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Navarra	391	365	29	68	0,997	0,983
Castilla y León	1369	1124	213	238	0,988	0,978
Andalucía	6052	4819	703	900	0,993	0,983
Galicia	933	1444	314	423	0,948	0,960
Madrid	5195	5381	654	925	0,992	0,986
C. Valenciana	5019	4025	533	729	0,994	0,984
Asturias	682	1114	113	238	0,987	0,978
Cataluña	6623	6462	858	1106	0,992	0,986
La Rioja	151	131	30	29	0,981	0,977
Aragón	569	864	12	120	1,000	0,991
Castilla-La Mancha	948	686	120	163	0,992	0,973
Extremadura	731	372	88	178	0,993	0,902
País Vasco	2073	2207	182	10	0,996	1,000
Murcia	995	607	149	213	0,989	0,943
Cantabria	256	386	44	83	0,986	0,978
España peninsular	31987	29987	4042	5423	0,992	0,984

- CC. AA. que han empeorado su factor de potencia en el 2012 siendo menor de 0,95.
- CC. AA. que tienen un factor de potencia mayor de 0,95 en 2012.

Instalación de condensadores en la Red de transporte (desde 2002)

Figura 6.2.8. Instalación de condensadores en la red de transporte desde 2002 por comunidad autónoma

CC.AA.	Nudo Eléctrico	Potencia instalada (Mvar)	Empresa	Fecha PES
Madrid	SS Reyes 220	100	REE	10.dic.2002
Valencia	Catadau 220	100	REE	19.dic.2002
Madrid	Moraleja 400	100	REE	20.dic.2002
Madrid	Galapagar 400	100	REE	30.ene.2003
Andalucía	Guillena 220	200	REE	3 y 5.nov.2004
Murcia	Hoya Morena 220	100	REE	12.dic.2004
Valencia	Jijona 220	100	REE	19.dic.2004
Cataluña	San Celoni 220	200	REE	27.ago.2006 y 5.nov.2006
Valencia	Saladas 220	100	REE	21.sep.2006
Valencia	Benejama 220	100	REE	16.dic.2006
Cataluña	Juiá 220	100	REE	30.jun.2007

Instalación de reactancias en la Red de transporte (desde 2003)

Figura 6.2.9. Instalación de reactancias en la red de transporte desde 2003 por comunidad autónoma

CC.AA.	Nudo Eléctrico	Potencia instalada (MVA _r)	Empresa	Fecha PES
Aragón	Magallón 400	150	REE	13.mar.2003
Andalucía	Puerto de la Cruz 400	450	REE	24.oct.2003, 5.may.2005 y 1.mar.2006
Aragón	Rueda de Jalón 400	150	REE	4.dic.2003
Madrid	Loeches 400	150	REE	15.jun.2004
Madrid	SS Reyes 400	150	REE	28.dic.2004
Navarra	La Serna 400	150	REE	13.mar.2005
Castilla-La Mancha	Trillo 400	150	REE	26.abr.2005
Aragón	Aragón 400	150	REE	23.mar.2006
Madrid	Moraleja 400	150	REE	17.jun.2004
Extremadura	Bienvenida 400	150	REE	29.nov.2006
Cataluña	Sentmenat 400	150	REE	15.jul.2007
Extremadura	Arañuelo 400	150	REE	21.abr.2008
Castilla-La Mancha	Pinilla 400	150	REE	12.sep.2008
Andalucía	Litoral 400	150	REE	6.dic.2008
Castilla y León	Montearenas 400	150	REE	11.dic.2008
Andalucía	Don Rodrigo 400	150	REE	23.jun.2009
Castilla y León	Velilla 400	150	REE	4.feb.2010
Galicia	Cartelle 400	150	REE	16.dic.2011
Madrid	Moraleja 220	200	REE	8.ago.2011 y 29.nov.2011
Madrid	Fuencarral 400	150	REE	11.ago.2011
Madrid	Leganés 220	100	REE	7.feb.2012
Madrid	Morata 220	100	REE	9.feb.2012
Murcia	El Palmar 400	150	REE	9.mar.2012
Extremadura	JM Oriol 400	150	REE	24.may.2012
Madrid	Villaviciosa 220	100	REE	18.jul.2012
Madrid	S.S. Reyes 220	100	REE	2.agol.2012
Madrid	Villaviciosa 220	100	REE	27.dic.2012
Madrid	Pinto 220	100	REE	15.oct.2012

Estimación de la compensación capacitiva adicional que hubiera sido necesaria para alcanzar el $\cos \phi$ 0,95 en todas las CC. AA. durante la punta 2012.

Esta estimación se realiza a partir del día de máxima demanda del 2012(13/02/2012), considerando bloques mínimos de 50 MVA_r por CC. AA. Algunas CC. AA. —Galicia, Castilla-La Mancha y Andalucía— se analizan dividiéndolas en dos sub-zonas. Aparte de Galicia y Murcia, donde se han observado factores de potencia inferiores a 0.95, en el resto de las CC. AA no sería necesario ningún tipo de compensación adicional.

Figura 6.2.10. Estimación de la compensación capacitiva adicional que hubiera sido necesaria para alcanzar el $\cos \phi$ 0,95 en todas las CC. AA. durante la punta 2012

CC. AA.	Compensación necesaria (MVAr)
Navarra	0
Castilla y León	0
Andalucía	0
Andalucía occidental	0
Andalucía oriental	0
Galicia	50
Galicia norte ¹⁸	50
Galicia sur	0
Madrid	0
C. Valenciana	0
Asturias	0
Cataluña	0
La Rioja	0
Aragón	0
Castilla-La Mancha	0
Castilla-La Mancha occidental	0
Castilla-La Mancha oriental	0
Extremadura	0
Pais Vasco	0
Murcia	0
Cantabria	0
TOTAL	50

Exponer que en el caso de Galicia Norte se necesitaría una compensación de 250 MVAr que son compensados con Galicia Sur hasta requerir sólo 50 MVAr.

El carácter global de los datos de esta tabla no muestra los incumplimientos de carácter local del requisito del PO 7.4. De hecho existen nudos que presentan en condiciones extremas de demanda como las aquí analizadas valores inferiores a 0.95. En estos casos se debería realizar la compensación de reactiva necesaria para corregir el factor de potencia a valores superiores a 0.95. En todo caso, este análisis permite una visión global, tanto desde el punto de vista geográfico como desde el punto de vista de su evolución a lo largo de los años.

Estimación del exceso de compensación capacitiva que genera $\cos \phi$ capacitivos durante el valle de primavera de 2012.

Esta estimación se ha realizado a partir de uno de los días de menor demanda de la primavera de 2013 (01/04/2013), considerando bloques mínimos de -50 MVAr por CC. AA.

Figura 6.2.11. Estimación del exceso de compensación capacitiva que genera cos ϕ capacitivos durante el valle de primavera de 2012

CC.AA.	Compensación necesaria (MVar)
Navarra	-100
Castilla y León	-100
Andalucía	-100
Andalucía occidental	-50
Andalucía oriental	-50
Galicia	0
Galicia norte	0
Galicia sur	0 ²⁰
Madrid	-650
C. Valenciana	-450
Asturias	0
Cataluña	0
La Rioja	-50
Aragón	-100
Castilla-La Mancha	-200
Castilla-La Mancha occidental	-50
Castilla-La Mancha oriental	-150
Extremadura	-100
País Vasco	-50
Murcia	0
Cantabria	-50
TOTAL	-2250

Cabe destacar nuevamente, aparte del notable incremento del 9% respecto de 2012, que prácticamente una tercera parte del exceso de compensación capacitiva de todo el sistema se encuentra en Madrid como consecuencia, entre otros motivos, del incremento de red de distribución soterrada en entornos urbanos.

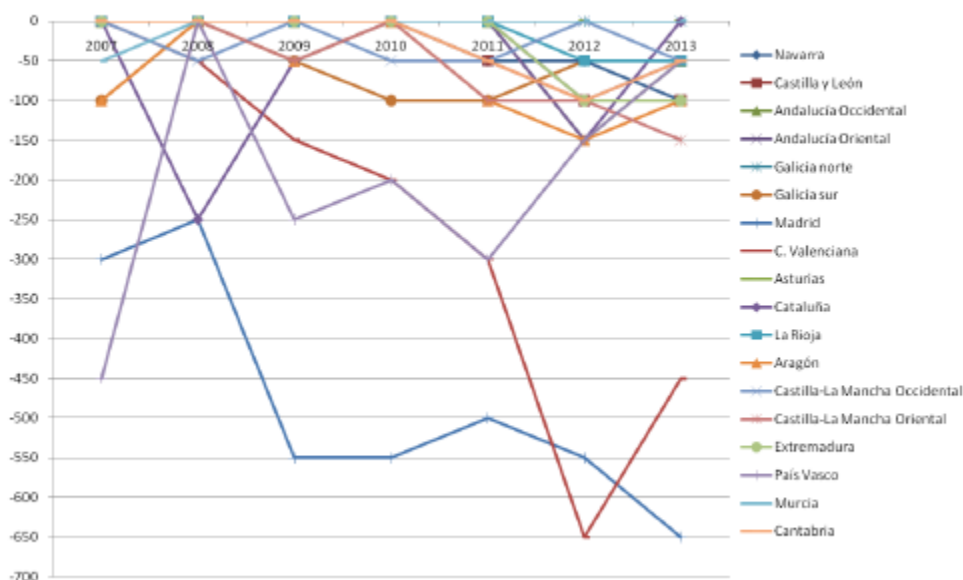
Si a estos 650 MVar ³⁹se le suma la generación de reactiva de la red de 220 kV, con cada vez más elementos soterrados, se explican los flujos de hasta 2100 MVar que han de evacuarse en valle hacia la red de 400 kV. Es urgente cumplir sin demoras el programa emprendido de instalación de reactancias en el nivel de 220 kV de las grandes ciudades, muy especialmente en Madrid.

Al igual que se indicaba en el apartado anterior, en esta tabla no se muestran los incumplimientos de carácter local del requisito del PO 7.4, si bien, ya de por sí da una visión global del incumplimiento con carácter general en los puntos

³⁹ En 2013 se obtuvo el mismo valor de compensación que en 2012 en Andalucía, Galicia, Madrid, C.Valenciana, Cataluña, La Rioja y Cantabria; se redujo en 50 MVar en Castilla-La Mancha, Asturias y Murcia; se redujo en 200 MVar en País Vasco, mientras que se han incrementado en 50 MVar las estimaciones para Navarra, Castilla y León y Aragón; en 100 MVar para Extremadura. No precisan compensación: Galicia Norte, Cataluña, Asturias y Murcia.

frontera transporte-distribución que propicia la aparición de sobretensiones en periodos valle.

Figura 6.2.12. Evolución anual de la compensación capacitiva por comunidad autónoma



Evolución de los problemas de tensiones y sobrecargas en la Red de Distribución

Figura 6.2.13. Evolución de los problemas de tensiones y sobrecargas en la Red de Distribución

PROBLEMA	2012	2011
Tensiones bajas en Asturias Occidental con elevada demanda y baja hidraulicidad.		X
Elevadas cargas en la transformación a 132 kV de Majadahonda y Fuencarral con fuertes demandas.	X	X
Elevadas cargas en algunos ejes de 132 kV de Valencia y Alicante ²² .	X	X
Elevadas cargas en la transformación de 220/132 de Juiá (Gerona), La Roca y S. Coloma (Barcelona) y ante contingencia en la zona de influencia del AT 400/110 kV Garraf (Tarragona).	X	X
Elevadas cargas en la transformación de 220/110 de C. Jardí, Collblanc, S. Andreu y S. Celoni (Barcelona)	X	X
Sobrecargas en la zona de PONFERRADA 132 kV ante contingencias.	X	X
Sobrecargas en la red de 132 kV de Asturias ante falta de generación térmica en la red de 220 o 132 kV de la zona y fallo del AT 400/220 kV SE Soto de Ribera.	X	X
Sobrecargas en la red de 132 kV del norte de LUGO y del occidente de ASTURIAS con alta generación en la zona de SE 132 kV BOIMENTE.	X	X
Problemas de alimentación a León ante el fallo en la transformación 400/132 kV de La Robla o Vilecha.	X	X
Problemas de sobrecargas en la red de 132 kV de Lugo y Orense, especialmente con baja hidraulicidad.		X
Problemas de sobrecargas en el eje 132 kV TESOURO-SABON en horas de alta demanda y baja generación en el eje.	X	X
Problemas de sobrecargas en el AT 220/132 kV FRIEIRA en horas de alta demanda y baja generación hidráulica en la zona.	X	X

6.2.4. Efecto sobre la demanda de la implantación del vehículo eléctrico

De acuerdo con la información facilitada por el Operador del Sistema, el vehículo eléctrico representa una nueva demanda para el sistema eléctrico, que conforme a las previsiones de implantación actuales, podría tener un peso específico elevado tanto en el consumo de energía como en la demanda de potencia eléctrica en las próximas décadas.

Para ello, esta nueva carga y la infraestructura a ella asociada deberán dotarse de la inteligencia suficiente que permita que la recarga de energía se realice durante aquellos periodos de tiempo en que resulte más beneficiosa para el sistema eléctrico, de forma compatible con las necesidades de movilidad de los usuarios.

De forma general, la recarga lenta durante los periodos valle del sistema (horas nocturnas) logrará aplanar la curva de demanda del sistema eléctrico español, incrementando la eficiencia en el uso de las infraestructuras y maximizando la integración de las energías renovables no gestionables, como es el caso de la eólica, si bien es importante destacar que el impacto en la curva de la demanda del vehículo eléctrico dependerá tanto del grado de penetración como de los patrones de recarga que finalmente sean adoptados, existiendo actualmente una elevada incertidumbre en relación a las ventas y el parque de vehículos eléctricos durante los próximos años.

En base a los horarios y la gestión prevista de carga del vehículo eléctrico, no se considera en el horizonte 2013-2017 un incremento significativo en la punta total del sistema.

6.2.5. Estimación del efecto sobre la demanda y la seguridad del Sistema de la implantación de la generación distribuida.

En relación con el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, el Operador del Sistema señala que existen algunas inconsistencias con la normativa existente que pueden ser contraproducentes para la seguridad del sistema eléctrico en su conjunto, particularmente, en lo que se refiere a los ajustes establecidos en dicho Real Decreto para las protecciones de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión.

En concreto, indican que dicho Real Decreto 1699/2011, en su artículo 14 sobre Protecciones establece que la instalación contará con protecciones de la conexión de máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente) y de máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un). El ajuste antes de que se aprobara este Real Decreto se encontraba en 51 Hz, mientras que el mismo lo rebaja a 50,5 Hz, considerando el Operador del Sistema que se eleva el nivel de riesgo para la seguridad del sistema ante eventos de sobrefrecuencia.

Por otro lado, respecto a los efectos que sobre la seguridad del sistema puede tener la implantación de la generación distribuida, cabe destacar los siguientes:

- Disparos indebidos en la Red de Distribución para faltas en las líneas adyacentes debido a la aportación de corriente de falta de la Generación Distribuida.
- Formación de islas indeseadas, impidiendo el reenganche automático con éxito.
- Pérdida adicional de generación durante excursiones de frecuencia debido a la falta de coordinación entre los relés de frecuencia del generador y los de deslastre de cargas por frecuencia.
- Disparos por sobrecarga en Red de Distribución debido al incremento súbito de carga ocasionado por el disparo simultáneo de gran cantidad de Generación Distribuida.
- Impacto de la corriente reducida de falta aportada por los generadores basados en inversores en el funcionamiento de protecciones, especialmente en las basadas en la medida de la corriente, en las zonas temporizadas de relés de distancia y en el reenganche unipolar.

En base a lo anterior, el Operador del Sistema destaca las siguientes conclusiones:

- El impacto de la reducida corriente de cortocircuito aportada por los generadores basados en inversores sobre el comportamiento de las protecciones debe valorarse, especialmente en aquellas conexiones en las que la corriente medida por el relé es suministrada exclusivamente por el generador.
- Los niveles crecientes de penetración de Generación Distribuida exigen protecciones anti-isla más fiables. Dadas las limitaciones de los actuales métodos, son necesarias nuevas soluciones. Los métodos activos y las tecnologías alternativas de comunicación deben tenerse en cuenta.
- A medida que aumenta la penetración de la Generación Distribuida, éstos generadores se hacen más importantes para la seguridad del sistema. El OS reclama a los generadores mayor capacidad para mantenerse conectados ante huecos o excursiones en la frecuencia, incluso contribuyendo al soporte de los parámetros del sistema durante esas condiciones.
- Los ajustes de los relés de frecuencia deberían adecuarse y coordinarse con los de la generación convencional.
- Se observa falta de coordinación entre los relés de mínima tensión y las curvas FRT.
- Las nuevas tecnologías basadas en inversores pueden ofrecer posibilidades de control de tensión y frecuencia. Su empleo y desarrollo permitirá maximizar la producción de los generadores no síncronos, dando cabida a mayores niveles de energía renovable y contribuyendo a garantizar la seguridad del sistema.
- Las actuales prácticas de automatización, monitorización y control no son suficientes para la integración de la Generación Distribuida. Debería

- extenderse el número de centros de control e incrementarse su integración. Deberán aumentar las posibilidades de control y la participación de la Generación Distribuida en servicios complementarios.
- La estandarización de los requisitos de conexión de la Generación Distribuida y en particular, de las protecciones y los criterios de ajuste, será muy positivo para el desarrollo de la Generación Distribuida, especialmente en redes altamente interconectadas.

A nivel de las redes de distribución, no se considera una influencia significativa en la demanda punta o en la operación del sistema en el horizonte 2013-2017, si bien si en un futuro se incrementase de manera notable podría causar problemas de variaciones de tensión.

7. CONSIDERACIONES ECONÓMICAS EN LOS PLANES DE DESARROLLO DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

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.

En el capítulo 6 de este Informe Marco se han reflejado las infraestructuras que estarán disponibles en el horizonte de este Informe según la Planificación 2008-2016, su revisión anual más reciente en la Orden ITC/2906/2010⁴⁰, de 8 de noviembre, y el Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo.

Las inversiones en infraestructuras tienen un coste, cuya retribución en el marco de la regulación actual se garantiza vía peajes. Por ello, en este capítulo se evalúa la retribución de las inversiones existentes y planificadas en el periodo 2013-2017.

7.1.1. Previsión de Inversiones y retribución en el período 2013-2017.

La figura 7.1.1 recoge una previsión de la evolución de la retribución a lo largo del horizonte temporal 2013-2017, desagregada por actividades del sistema gasista.

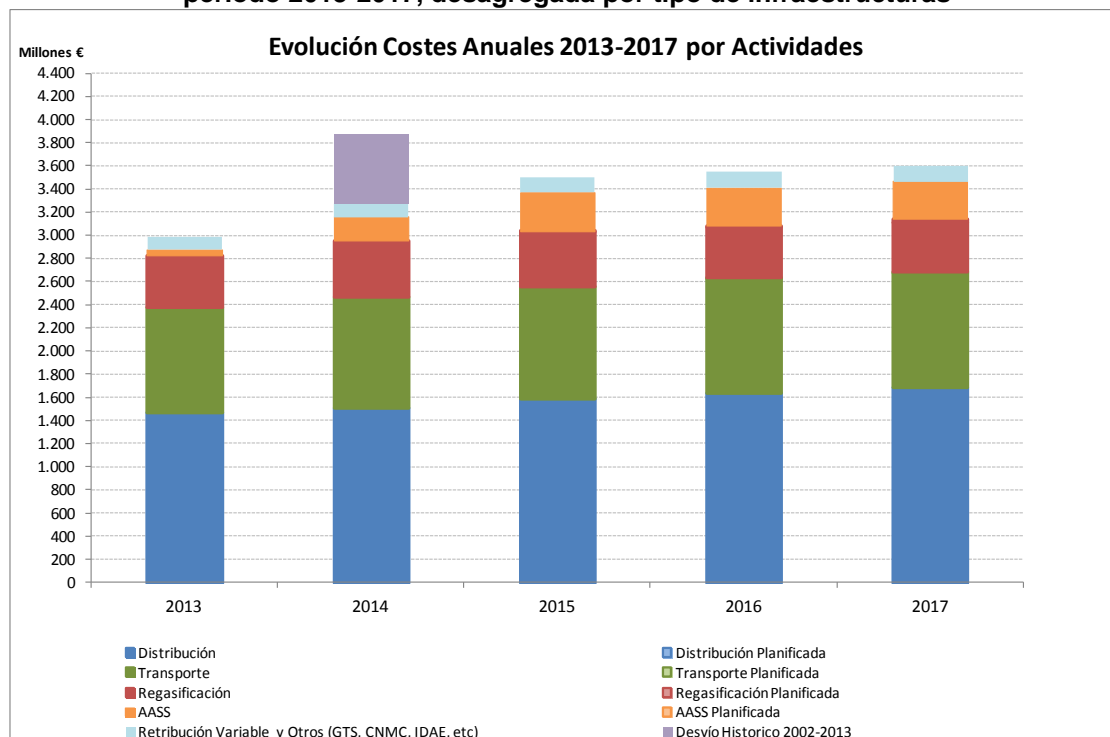
Según los cálculos realizados, la retribución total registrará un incremento interanual medio del 4,8%, tomando como referencia la retribución de 2013, si bien este crecimiento es irregular a lo largo del periodo 2013-2017.

Desagregando la retribución fija en los diferentes tipos de activos, la distribución supone la mayor parte de ésta, situándose en torno al 40% a lo largo de todo el periodo 2013-2017. La partida que más se incrementa corresponde a los almacenamientos subterráneos, por la entrada de Castor, Yela y Marismas; incrementan su cuota hasta el 8,1% en 2015, para situarse en el 7,8% al final del periodo. Las actividades de transporte y regasificación, en general, disminuyen ligeramente su cuota en el horizonte objeto del Informe. Por otra parte, la retribución variable supone en torno al 3,2% en media, de la retribución total.

Por último, se hace notar que el sistema gasista se prevé que cierre el ejercicio 2013 con un déficit acumulado en el Sistema de Liquidaciones en 2013 por un valor aproximado de 399,6 millones de euros, al que habría que añadir la retribución asociada a las instalaciones puestas en servicio hasta la fecha que están pendientes de inclusión en el régimen retributivo. La suma de ambas cifras es lo que se denomina Desvío Histórico 2002-2013.

⁴⁰ Se hace notar que Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. interpuso un recurso (526/2010) ante la Audiencia Nacional contra la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre. La sentencia nº 06898/2010, de fecha 31 de octubre de 2012, estima dicho recurso contencioso-administrativo.

Figura 7.1.1. Evolución prevista de la retribución económica del sector gasista durante el periodo 2013-2017, desagregada por tipo de infraestructuras



. Fuente: CNMC.

7.1.2. Consideraciones generales.

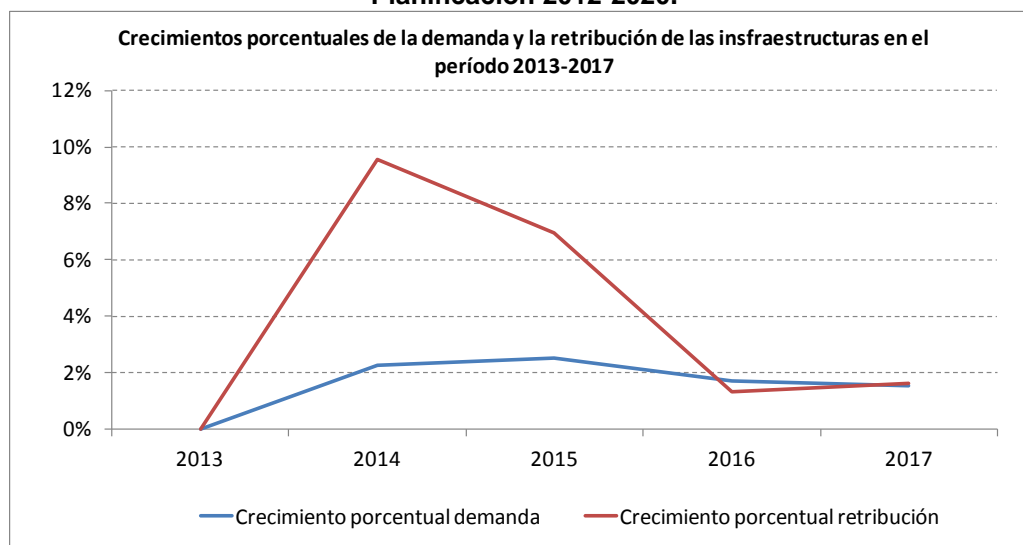
La retribución de las infraestructuras y actividades del sistema gasista tiene lugar a partir de los ingresos procedentes, mayoritariamente, del cobro de los peajes por el uso de las distintas instalaciones. Éstos son pagados por los agentes con derecho de acceso, que reservan las capacidades de regasificación, 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 - que si bien pudiera incrementar la seguridad de suministro - conllevaría un coste excesivo para los consumidores.

Las inversiones a retribuir para el periodo 2013-2017, dan lugar a una evolución de la retribución reconocida del sector que no se encuentran en línea con la evolución prevista de la demanda incluida en el capítulo 3 de este Informe Marco. Tal y como se aprecia en la figura 7.1.2., el crecimiento de la

retribución del sector en los años 2013 a 2015 es muy superior al crecimiento de la demanda en dichos años, mientras que en los años 2016 y 2017 la previsión de la demanda de gas tiene unos crecimientos similares a los crecimientos de la retribución del sistema.

Figura 7.1.2. Comparativa de los crecimientos de la demanda anual de gas en el escenario central y de la retribución de las infraestructuras incluidas en el borrador de la Planificación 2012-2020.



Fuente: CNMC.

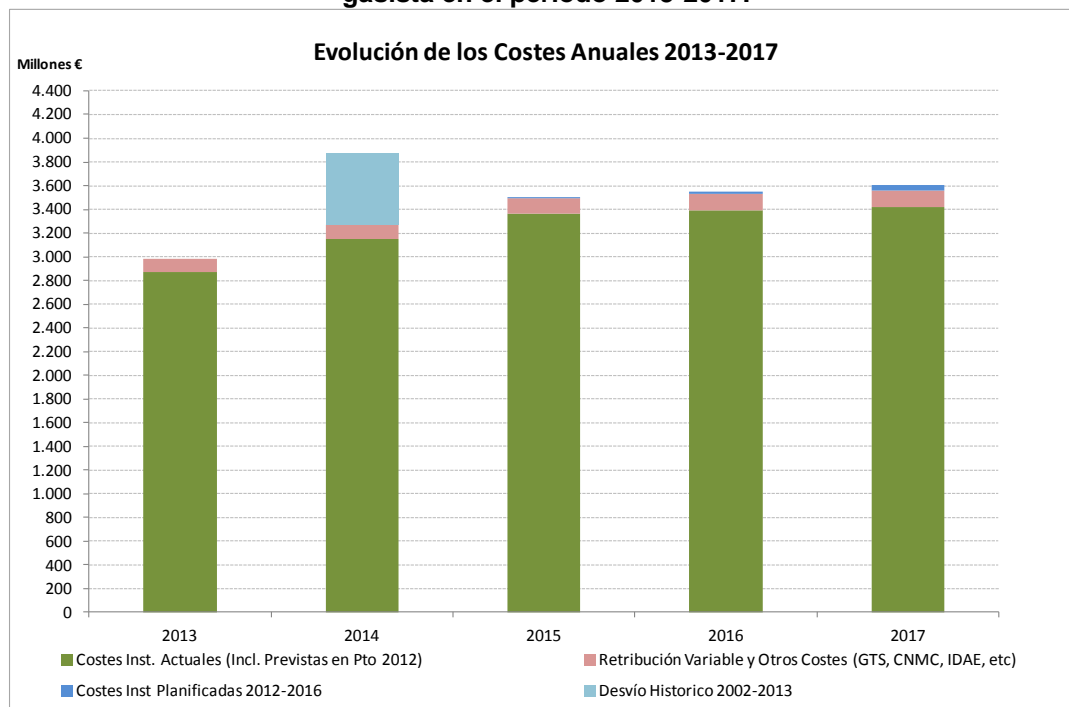
La demanda anual de gas se mantendrá sensiblemente por debajo de los valores planificados en el periodo objeto de este informe, lo que dará lugar a que la recaudación por peajes no sea suficiente para cubrir la totalidad de los costes reconocidos y por tanto, surjan los desvíos en el sector gasista. Para evitar la aparición de futuros déficits en el periodo analizado, el aumento de la tarifa media de referencia - calculada ésta como el cociente entre las cantidades anuales a retribuir y la demanda esperada - tendría que ser significativo y superior al incremento del índice de precios previsto en el periodo.

El aumento significativo de las tarifas de acceso puede restar competitividad al mercado gasista. Además, si como es previsible los agentes trasladan los incrementos a sus clientes, esta situación puede afectar a la propia demanda de gas.

Parece coherente en el momento actual - en el que la demanda de gas se estima se mantendrá en valores moderados - el no sobrecargar el sistema retributivo con nuevas infraestructuras no indispensables para la operatividad y seguridad del sistema que generaría la necesidad de aumentar las tarifas de acceso o contabilizar un déficit no deseado.

La figura 7.1.3 recoge una previsión de la evolución de la retribución a lo largo del horizonte temporal 2013-2017, diferenciando las infraestructuras ya existentes de las planificadas.

Figura 7.1.3. Representación gráfica de la retribución económica prevista del sector gasista en el periodo 2013-2017.



Fuente: CNMC.

Se observa que la retribución de las infraestructuras actuales supone el grueso de los costes totales previstos; mientras que la aportación de las instalaciones proyectadas en el periodo 2013-2017 asciende al 1,1% al final del periodo. Se pone de manifiesto, el esfuerzo realizado por limitar las inversiones en el sistema gasista, bajo el actual escenario de demanda. Adicionalmente, señalar que el desvío histórico acumulado en el periodo 2002-2013 (déficit acumulado en el Sistema de Liquidaciones en 2013 más retribución asociada a las instalaciones puestas en servicio pendientes de inclusión en el régimen retributivo) representa el 18% de la retribución anual media del periodo analizado.

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, en este apartado se presenta un resumen de la valoración económica de las actuaciones establecidas en el periodo 2008-2016. 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, aun 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 reflejaba el coste estimado total por tipo de actuación, de manera que la ponderación relativa a cada tipo de actuación era: 74,31% tipo A, 10,41% tipo B1, 15,28% tipo B2. De acuerdo con el citado Documento de “Planificación 2008-2016”, para el periodo 2007 a 2016, el volumen total de inversión desagregado en inversión por tipo, en millones de € de 2008.

Figura 7.2.1. Inversión Tipo A (M€).

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 7.2.2. Inversión Tipo B1 (M€).

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 7.2.3. Inversión Tipo B2 (M€).

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

Esta senda de inversión se vio corregida con motivo de la *Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural*, de manera que se estableció un incremento de 238 millones de euros con motivo de actuaciones excepcionales no contempladas en la Planificación 2008-2016 y un decremento de 1.401 millones de euros correspondientes a los costes de las instalaciones que se han aplazado al final del periodo y que en el siguiente ejercicio de planificación se podrían considerar.

Por otro lado, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, señalaba que, si bien el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 estimaba unos incrementos medios anuales de la demanda de electricidad del 3,2 por ciento en el escenario central y del 2,4 por ciento en el escenario de eficiencia, en el periodo 2008-2011, la demanda real se redujo un 3,8 por ciento. Por este motivo, dicho Real Decreto-ley estableció que la construcción de nuevas infraestructuras eléctricas deberá limitarse exclusivamente a aquellas infraestructuras imprescindibles para asegurar el funcionamiento del sistema en

condiciones de seguridad, a la vista del nuevo escenario de demanda previsto para los próximos años y a las interconexiones con los sistemas eléctricos de los estados limítrofes.

En base a lo anterior, el artículo 10 del citado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, establece que hasta la aprobación por parte del Consejo de Ministros de una nueva planificación de la red de transporte de energía eléctrica, queda suspendido el otorgamiento de nuevas autorizaciones administrativas para instalaciones de transporte competencia de la Administración General del Estado, con excepción de las instalaciones necesarias para las interconexiones internacionales.

Al respecto, con el fin de disponer de la información auditada en el momento de realizar la evaluación de la retribución correspondiente a nuevos activos puestos en servicio, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, establece que, con efectos en la retribución a percibir desde el 1 de enero del año 2012, el devengo de la retribución generada por instalaciones de transporte puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2.

Asimismo, se establecía que el MINETUR deberá elevar al Gobierno para su aprobación una propuesta de Real Decreto que vincule la retribución por inversión de las instalaciones de transporte a los activos en servicio no amortizados.

A continuación, el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, estableció que la retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados, tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos. En aplicación de este nuevo criterio, se modificó la retribución correspondiente al año 2012 de acuerdo a lo recogido en la siguiente tabla:

Figura 7.2.4. Retribución del transporte.

Retribución transporte	Miles de euros
Red Eléctrica de España, S.A.	1.294.173
Unión Fenosa Distribución, S.A.	36.992
Total peninsular	1.331.164
Red Eléctrica de España, S.A. (extrapeninsular)	146.288
Total extrapeninsular	146.288
Total	1.477.452

Fuente: MINETUR

Posteriormente, la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, fijó la retribución del transporte para el ejercicio 2012, ascendiendo dicha cantidad a 1.664.636 Miles de €, cantidad en la que ya se consideraba las medidas introducidas por el Real Decreto Ley 2/2013, de 1 de febrero, en lo relativo a la sustitución del índice de precios de consumo por el índice de precios de consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos.

Con fecha 12 de julio fue aprobado el Real Decreto-ley 9/2013 por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que introducía un nuevo principio retributivo que considere los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios básicos, homogéneos en todo el territorio español, y que permita una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo. A tal efecto, establecía una nueva tasa de retribución financiera referenciada al rendimiento de las obligaciones del Estado a diez años en un mercado secundario incrementado con un diferencial.

En él se establecían la metodología de cálculo de la retribución del transporte tanto para el segundo periodo de 2013, como para el año 2014 y sucesivos, hasta que entrara en vigor el nuevo Real Decreto de transporte.

Así mismo, cabe destacar que, con fecha 12 de septiembre de 2013, se aprobó el informe sobre la Propuesta de Real Decreto por el que establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, en el que se propone una única metodología de retribución para el conjunto de activos de transporte, con independencia de la fecha de puesta en servicio de los mismos.

Considerando una senda de inversiones de 500 M€ al año y utilizando para el cálculo de la retribución 2013 y 2014, los datos macroeconómicos disponibles a la emisión de este informe y utilizando para la retribución de ejercicios futuros un IPC e IPRI previsto del 2% y una tasa de retribución futura del 6,5%, como lo establecido en el Real Decreto-ley 9/2013, en la tabla siguiente se recoge el incremento que experimentaría la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica a nivel peninsular:

Figura 7.2.5. Retribución del Transporte (M€).

Retribución del transporte en M€ de 2012					
	2013	2014	2015	2016	2017
Total	1.590	1.656	1.738	1.868	2.051

CONSIDERACIONES SOBRE LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO

8. Consideraciones sobre la seguridad de suministro

Los considerando 44 y 40 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 44 de la Directiva 2009/72/CE dispone, para el mercado interior eléctrico:

“Considerando 44

“Para garantizar la seguridad del suministro, es necesario supervisar el equilibrio entre la oferta y la demanda en los distintos Estados miembros y, posteriormente, elaborar un informe sobre la situación a escala comunitaria, tomando en consideración la capacidad de interconexión entre las diversas zonas. Esta supervisión debe llevarse a cabo con antelación suficiente para poder adoptar las medidas oportunas si peligrara dicha seguridad. La creación y el mantenimiento de la infraestructura de red necesaria, incluida la capacidad de interconexión, han de contribuir a asegurar un suministro estable de electricidad. La creación y el mantenimiento de la infraestructura de red necesaria, incluida la capacidad de interconexión, y la generación descentralizada de energía eléctrica constituyen elementos importantes para garantizar un suministro estable de electricidad.”

A su vez, en relación con el mercado interior del gas natural, el artículo 40 de la Directiva 2009/73/CE indica:

“Considerando 40

“Para garantizar la seguridad del suministro, es necesario supervisar el equilibrio entre la oferta y la demanda en los distintos Estados miembros y, posteriormente, elaborar un informe sobre la situación a escala comunitaria, tomando en consideración la capacidad de interconexión entre las diversas zonas. Esta supervisión debe llevarse a cabo con antelación suficiente para poder adoptar las medidas oportunas si peligrara dicha seguridad. La creación y el mantenimiento de la infraestructura de red necesaria, incluida la capacidad de interconexión, contribuirán a garantizar el abastecimiento estable de gas.”

Por otro lado, el Reglamento (UE) nº 994/ 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas, en vigor desde el 3 de diciembre de 2010, establece como principales objetivos, asegurar el gas a cliente protegidos, mejorar el nivel de preparación y prevención, mejorar la flexibilidad en las infraestructuras, coordinar la respuesta en caso de crisis, incrementar la transparencia e intercambio de información y mayor cooperación en el ámbito regional.

En el capítulo 8 se pretende resumir los aspectos derivados de las disposiciones de la legislación citada, 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 40 de la Directiva 2009/73/CE.

8.1.1. Capacidades adicionales en proyecto o en construcción

El capítulo 6 refleja las infraestructuras, bien en fase de construcción o en proyecto, que se prevé entren en operación en el periodo 2013-2017, y analiza además su adecuación para atender la demanda prevista. En algunos casos se han producido modificaciones significativas con respecto a las inicialmente planteadas en la Planificación 2008-2016.

En el escenario de demanda actual, la entrada en operación de algunas infraestructuras de regasificación contenidas en la Planificación 2008-2016 no está justificada y han sido reconsideradas de cara al nuevo ejercicio de Planificación 2012-2020. De acuerdo a lo establecido en la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, estas infraestructuras están clasificadas con categoría R aplazándose su desarrollo.

Adicionalmente, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, traspone las Directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y adopta medidas para la corrección de las desviaciones entre los costes e ingresos de los sectores eléctricos y gasista. Mediante la Disposición transitoria tercera, se suspende la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular.

En el caso de las plantas de regasificación, en la figura 8.1.1 se muestra que la capacidad de emisión experimentará en el periodo 2013-2017 un aumento del 5% respecto a 2013. Asimismo, la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL crecerá un 9% respecto a la capacidad disponible en 2013.

Figura 8.1.1: Previsión de incremento de la capacidad de regasificación y de almacenamiento de GNL en el periodo 2013-2017, según las últimas previsiones de la Planificación 2008-2016 y la Orden ITC/2906/2010 y el Real Decreto 13/2012.

CAPACIDAD	2013	2015	2017	Incremento 2013-2015	Incremento 2013-2017
Nueva capacidad de regasificación (m ³ (n)/h)					
	6.862.800	7.062.800	7.212.800	3%	5%
Nueva capacidad de almacenamiento en m ³ de GNL					
	3.246.500	3.396.500	3.546.500	5%	9%

El incremento en la capacidad de regasificación se debe a la construcción y puesta en marcha en este periodo de una nueva planta situada en Tenerife, cuya entrada en operación está prevista para 2017. Además, en 2015 se ampliará la capacidad en la planta de Bilbao.

En relación a la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, ésta se amplía en 2014 en la instalación de Bilbao con la construcción de un nuevo tanque y con la entrada en el sistema de la nueva planta de Tenerife en 2017.

La Planta de El Musel (Asturias), de acuerdo con el Real Decreto-ley 13/2012, permanecerá en hibernación, con lo que no se tiene en cuenta para el análisis de la capacidad total del sistema.

En relación con la capacidad de almacenamiento subterráneo, en el año 2012 se hicieron los trabajos finales para la puesta en servicio de los almacenamientos de Marismas, Yela y Castor.

No se esperan problemas de cobertura, de acuerdo con lo señalado en el capítulo 6 del presente informe.

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 telemida, 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 reseguimiento 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.

A propósito de la realización de este Informe y a partir de los nuevos requisitos de seguridad y suministro establecidos en el Reglamento 994/ 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas, la CNE ha

solicitado a los distribuidores y transportistas cierta información sobre la calidad del servicio de las redes de transporte y distribución.

A finales de 2012 el comité de distribuidores definió nuevos indicadores de calidad de servicio con los que se han trabajado durante 2013, por lo que se prevé que la primera publicación de estos indicadores se realice en el Informe Marco de 2014.

Los principales parámetros son:

▪ **Indicador de atención de urgencias de red:**

nº de intervenciones de urgencia en la red de distribución / km de red

Se incluyen las intervenciones hasta la válvula de acometida y excluyen las roturas de terceros y falsas alarmas.

▪ **Indicador de seguridad:**

nº de afecciones de roturas de terceros con fugas / km de red

▪ **Indicador de continuidad de suministro:**

nº de consumidores afectados por cortes no programados al año

Se excluyen los cortes debidos a afecciones e terceros.

▪ **Indicador de nº de fugas:**

nº de fugas / km de red

Las fugas consideradas son las fugas de nivel 1 y 2 detectadas en el seguimiento anual. Las fugas de nivel 1 y 2 llevan asociada una intervención, las primeras de forma inmediata y las segundas, en un plazo inferior a 6 meses, bien su eliminación o reclasificación.

Por otro lado, se hace notar que el Gestor Técnico del Sistema publica en su página web (www.enagas.es) 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 para los meses siguientes.

8.1.3. Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español

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. El PACE es

articulado por el GTS, que propone las medidas a adoptar por parte de todos los agentes implicados y su aprobación corresponde al MINETUR.

En el horizonte 2012-2013, el contenido y estructura de este documento se ha adaptado al Reglamento (UE) N° 994/2010 incluyendo los criterios de seguridad en él especificados.

Con la entrada en vigor del Reglamento (UE) 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural, se establece una metodología común en todos los Estados Miembros para abordar la seguridad del suministro. Esta metodología se basa en la obligación de elaborar, con periodicidad bienal, una Evaluación de Riesgos, un Plan Preventivo y un Plan de Emergencia que deben identificar, prevenir y diseñar medidas para paliar los principales riesgos de los sistemas gasistas, respetando los principios básicos establecidos en el Reglamento de protección a los clientes protegidos, mínima intervención en el mercado, solidaridad regional y máxima cooperación entre los agentes implicados.

Asimismo, para evaluar el estado global de la seguridad del suministro en la Unión Europea, el Reglamento (UE) 994/2010 obliga a las autoridades competentes de los Estados Miembros a informar a la Comisión sobre acuerdos intergubernamentales que afecten al desarrollo de infraestructuras o al suministro de gas natural así como de los contratos de aprovisionamiento de duración superior a un año celebrados con terceros países. Asimismo, se define el criterio de prelación para proceder, en el nivel de emergencia, a una potencial interrupción del suministro a consumidores de naturaleza firme.

La Resolución de 19 de diciembre de 2012 de la DGPEyM adopta y da publicidad al "Plan de Emergencia del sistema gasista español 2012-2014". De acuerdo con el análisis de riesgo realizado en este informe, el suministro de gas natural de todos los clientes protegidos, para el periodo 2011-2014 queda garantizado en el sistema gasista español. Sin embargo, se hace notar la importancia del desarrollo de nueva capacidad de interconexión con Francia debido a la dependencia tan alta del mercado del GNL, así como para garantizar, tanto la seguridad de suministro como integración de mercados, competencia, liquidez y arbitraje de precios.

Por otro lado, antes del 15 de marzo de cada año, el GTS elabora y envía al MINETUR 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-1⁴¹ en el contexto del Plan de

⁴¹ La norma N-1 establece que, en el caso de una interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas, la capacidad de las infraestructuras restantes debe satisfacer la demanda máxima total de gas, calculada durante un día de demanda de gas excepcionalmente elevada con una probabilidad de producirse una vez cada 20 años de acuerdo con la fórmula del artículo 6 del Reglamento N° 994/2010.

Emergencia del sistema gasista español, 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.

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.

La Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, entre otros aspectos, refuerza la seguridad de suministro del sistema gasista y modifica el citado Real Decreto.

A este respecto, se elevó la obligación de mantenimiento de las existencias de gas natural de carácter estratégico hasta los 20 días, desapareciendo las existencias operativas obligatorias.

Este periodo se considera como 20 días de las 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 los almacenamientos subterráneos de la red básica, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón de los almacenamientos subterráneos extraíble por medios mecánicos.

Además, los comercializadores que incorporen gas al sistema, y los consumidores que adquieran gas del principal país proveedor del sistema en cantidades que supongan más del 7%, 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 50% del total de sus suministros. Esto se cumple en el sistema español en todo el horizonte de estudio.

Por otro lado, cada año en el período que va desde el mes de Noviembre del año n hasta el 31 de Marzo del n+1, está en vigor el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista.

Dicho plan conlleva el cumplimiento de dos reglas por los distintos agentes del sistema, reglas que se han venido cumpliendo en su totalidad durante el período invernal considerado:

Regla 1ª.- Existencias mínimas de gas natural licuado (GNL) en plantas de regasificación.

- *“1. El GTS podrá declarar no viable el programa mensual de regasificación y/o descarga de buques de un usuario si en algún momento del mes las existencias totales de GNL de dicho usuario llegasen a ser inferiores a tres días de la capacidad de regasificación contratada en el conjunto de plantas de regasificación del sistema, siempre que estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema (...).”*

Regla 2ª.- 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 fluctuación⁴² durante al menos 3 días consecutivos, cuando Protección Civil declare alerta por impactos previstos de fenómenos meteorológicos(...).”*
- *“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, aportando la información que estime relevante. Los incrementos de demanda para el grupo 3 en una situación de «ola de frío», según las zonas determinadas en el protocolo de detalle PD-02, serán estimados por el GTS en cada ocasión mediante sus sistemas de predicción (...). Con carácter orientativo, dichos incrementos de demanda en día laborable para el grupo 3 en la situación de »ola de frío«, según las zonas determinadas en el protocolo de detalle PD-02, se definen como la diferencia entre la demanda punta convencional prevista y la demanda diaria convencional en día normal, de acuerdo con la siguiente tabla (...).”*
- *“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”.*

Estas reglas persiguen dotar al sistema de dos mecanismos adicionales de seguridad para garantizar la seguridad en caso de demanda punta sobrepasada por frío.

⁴² 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.

8.2. Seguridad del suministro del sistema eléctrico

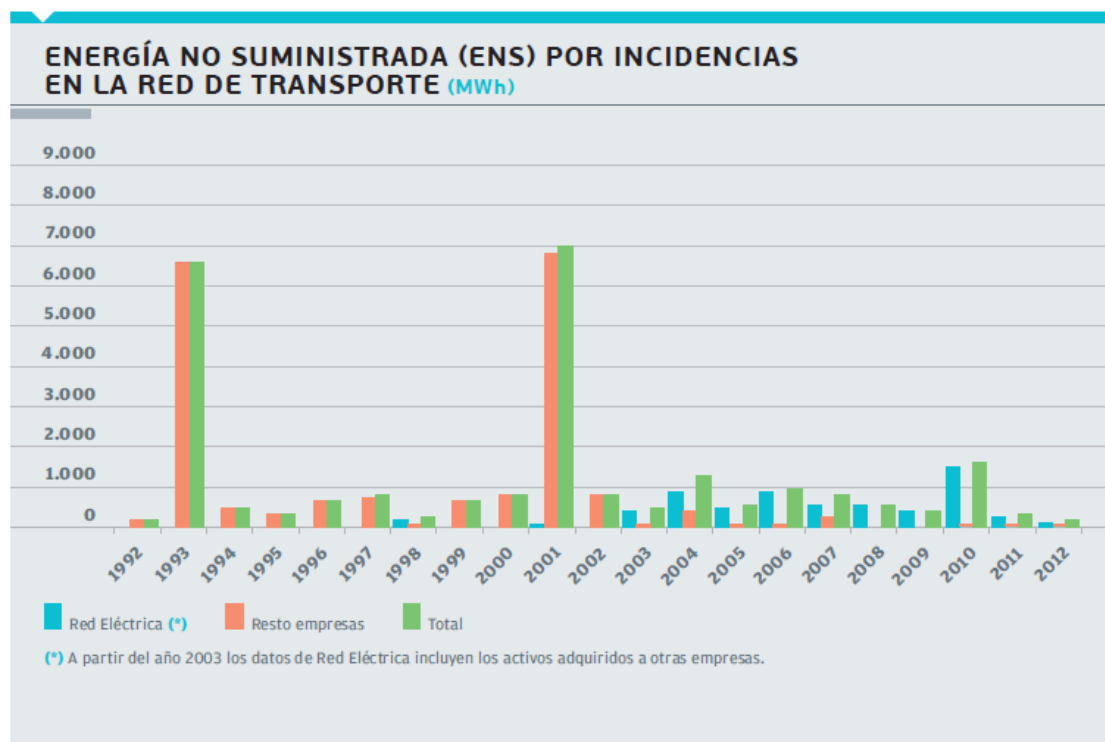
8.2.1. Calidad de suministro

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 2012, 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.

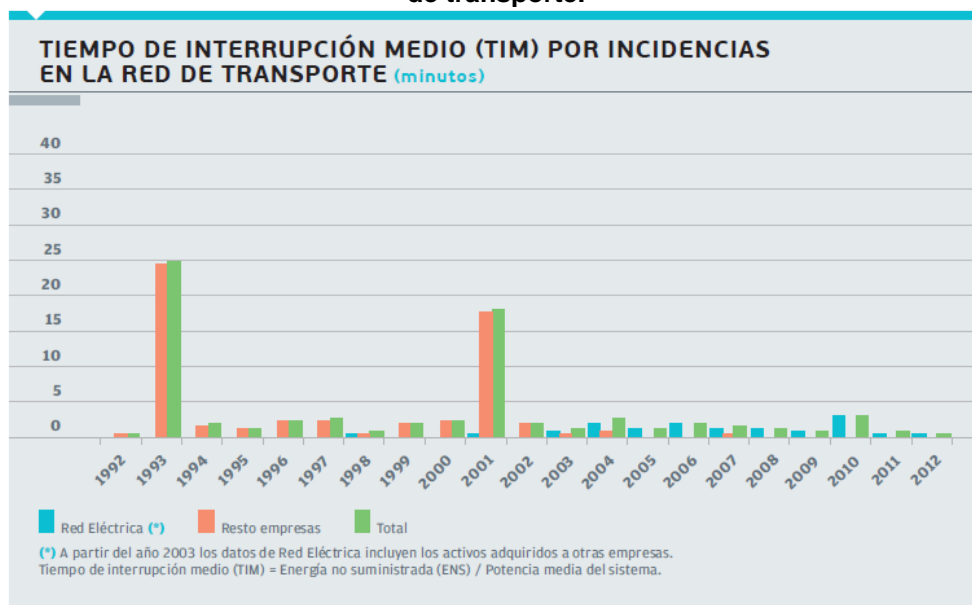
Figura 8.2.1. Evolución de la energía no suministrada por incidencias en la red de transporte (MWh).



Fuente: REE.

Igualmente, en el año 2012, últimos datos disponibles, el tiempo de interrupción medio es el que se muestra en la siguiente figura:

Figura 8.2.2. Evolución del tiempo de interrupción medio (min.) por incidencias en la red de transporte.



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).

Figura 8.2.3. Evolución del TIEPI total por CCAA.

TIEPI	TOTAL					
COM. AUTÓNOMA	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ANDALUCÍA	2,38	2,08	2,37	2,44	1,54	2,77
ARAGON	1,45	1,38	1,63	1,32	1,12	1,26
ASTURIAS	1,23	1,17	2,95	1,21	0,82	0,59
BALEARES	2,00	2,74	1,76	1,1	1,48	1,05
CANARIAS	1,12	1,40	2,20	4,22	1,00	1,30
CANTABRIA	1,35	0,81	1,52	1,54	0,71	0,81
CASTILLA Y LEON	2,14	1,8	1,71	1,59	1,10	0,93
CASTILLA-LA MANCHA	2,38	1,67	1,52	1,31	0,90	1,35
CATALUÑA	1,67	1,2	2,52	5,53	1,13	0,95
CEUTA	5,95	5,98	3,68		11,97	1,43
EXTREMADURA	2,15	1,84	1,42	1,87	1,31	1,20
GALICIA	1,47	2,21	8,26	2,71	1,11	0,88
LA RIOJA	1,35	1,33	2,69	1,02	0,99	0,50
MADRID	0,91	0,76	0,62	0,73	0,46	0,48
MELILLA	5,35	3,54	1,74	2,37	1,47	1,15
MURCIA	3,56	2,21	1,75	1,36	1,16	1,21
NAVARRA	1,54	1,41	1,63	1,13	0,78	0,82
PAIS VASCO	1,56	1,62	3,89	2,38	1,25	1,05
VALENCIA	2,95	2,1	2,29	1,34	1,17	1,75
Total Nacional	1,93	1,63	2,37	2,50	1,12	1,35

Fuente: MINETUR.

Como puede observarse en la tabla anterior, en España existe una gran diferencia en los índices de calidad de suministro entre Comunidades Autónomas.

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 conjunto de intervenciones distintas compañías encaminadas al cumplimiento de la legislación vigente, así como el 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 reparar 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 reparar 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 imprevista.

9. CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES

9. Consideraciones medioambientales

La utilización y la transformación de la energía son actividades estrechamente 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, y 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, como la prohibición del uso del producto contaminante⁴³ o 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, habitualmente se recurre a 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.

⁴³ 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.

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.

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 instalaciones⁴⁴. En ellas, previo trámite de audiencia pública, la Administración 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 general⁴⁵. 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**

⁴⁴ El Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.

⁴⁵ 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, NO_x, partículas y Pb.

instalaciones de combustión. Esta Directiva revisa la Directiva 88/609/CEE, imponiendo límites de emisión de SO₂, NO_x 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 NO_x 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 (parcialmente modificado por el Real Decreto 687/2011, de 13 de mayo), 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.

- **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. Esta norma ha sido posteriormente refundida en la **Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios**, teniendo en cuenta las condiciones climáticas exteriores y las particularidades locales, así como las exigencias ambientales interiores y la rentabilidad en términos coste-eficacia.

La mencionada Directiva 2002/91/CE se traspuso 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), modificado por el Real Decreto 1826/2009, de 27 de noviembre.

- **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 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 y el acceso a la red eléctrica, y define criterios de sostenibilidad para biocarburantes y biolíquidos.

En la normativa española, a la fecha de redacción de este documento se encontraba en trámite de audiencia la propuesta de Real Decreto por el que se ha de regular la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, una vez derogados el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, así como el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre. Por otra parte, la regulación vigente del acceso y conexión a la red de nuevas instalaciones de producción se encuentra en el Real Decreto 1955/2000 y el Real Decreto 1699/2011, de conexión de instalaciones de pequeña potencia.

Para dar transparencia a la energía eléctrica consumida, se encuentra vigente la Orden ITC/2914/2011, de 27 de octubre, por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen en la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, recientemente desarrollada por la Circular 6/2012, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Por último, 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 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/CE⁴⁶ 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 Kyoto⁴⁷, 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. Tanto las actividades como los gases objeto de esta normativa están contemplados en los anexos de la Ley. De esta forma se da cumplimiento al 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 (1995).

En la legislación española, mediante el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, se aprobó 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. La Ley 13/2010, de 5 de julio, perfecciona y amplía el régimen de comercio de derechos de emisión, de acuerdo con lo establecido en la Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril.

- **La Directiva 2009/31/CE, de 23 de abril de 2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono** y que modificó determinadas Directivas, entre ellas la mencionada anteriormente, añadiendo un artículo 9 bis que obliga a las

⁴⁶ 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 Directiva fue a su vez modificada por la Directiva 2004/101/CE, en lo relativo a los mecanismos de proyectos del Protocolo. Dicha Directiva vinculó 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.

⁴⁷ 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, diseñó 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 adhesión de Rusia, el 18 de noviembre de 2004, que emite el 17,4% de dichos gases, quedó 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.

instalaciones de combustión con una producción eléctrica nominal igual o superior a 300 megavatios a contemplar que dicha captura y almacenamiento de CO₂ sea viable técnica y económicamente.

- **Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre las emisiones industriales**, cuyo objeto es establecer normas para la prevención y el control integrados de la contaminación procedente de las actividades industriales, así como para evitar o, cuando ello no sea posible, reducir las emisiones a la atmósfera, el agua y el suelo, y evitar la generación de residuos con el fin de alcanzar un nivel elevado de protección del medio ambiente considerado en su conjunto.
- **Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética (deroga la anterior Directiva 2004/8/CE, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil)**. Su plazo de transposición finaliza el 5 de junio de 2014; la Directiva precedente fue incorporada a nuestra legislación fundamentalmente mediante el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

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 2011-2020 de la E4).

Sin embargo, la entrada en vigor del **Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero**, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, en su redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, ha supuesto un incremento en el consumo de combustibles cuyas emisiones específicas asociadas son superiores, en contraposición al impulso experimentado en los últimos años por inversiones realizadas en centrales menos contaminantes, caso de las centrales de ciclo combinado.

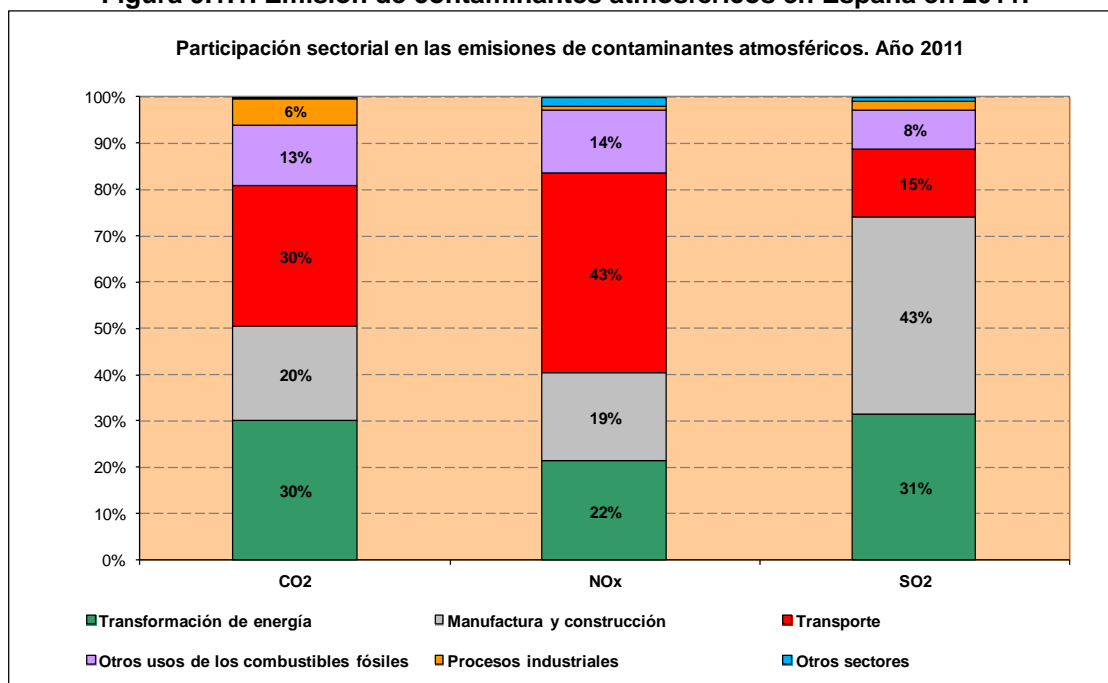
En los apartados siguientes se analiza la evolución de las emisiones de contaminantes atmosféricos debidas a los diferentes sectores, y en particular al sector energético, el impacto de la industria eléctrica en el medio ambiente y el impacto medioambiental de la construcción de redes.

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 NOx, es el transporte el sector principalmente contaminante. Este lugar lo ocupan las actividades de manufactura y construcción en el caso del SO₂. En cuanto a las emisiones de CO₂, la mayor proporción de éstas también procede del sector del transporte, siguiéndole en importancia las emisiones procedentes de los sectores de transformación de la energía, alcanzando en 2011 casi la misma proporción que las emisiones procedentes del transporte. En general se observa cómo en los tres tipos de contaminantes ha disminuido el porcentaje correspondiente tanto a transporte como a manufactura y construcción, aumentando el correspondiente a transformación de la energía, cambios de tendencia motivados por la disminución general de actividad debida a la situación de coyuntura económica desfavorable en España, así como a la utilización de fuentes de generación de energía más contaminantes por aplicación de legislación reciente.

Figura 9.1.1. Emisión de contaminantes atmosféricos en España en 2011.



Fuente: European Environment Agency (EEA) y elaboración propia.

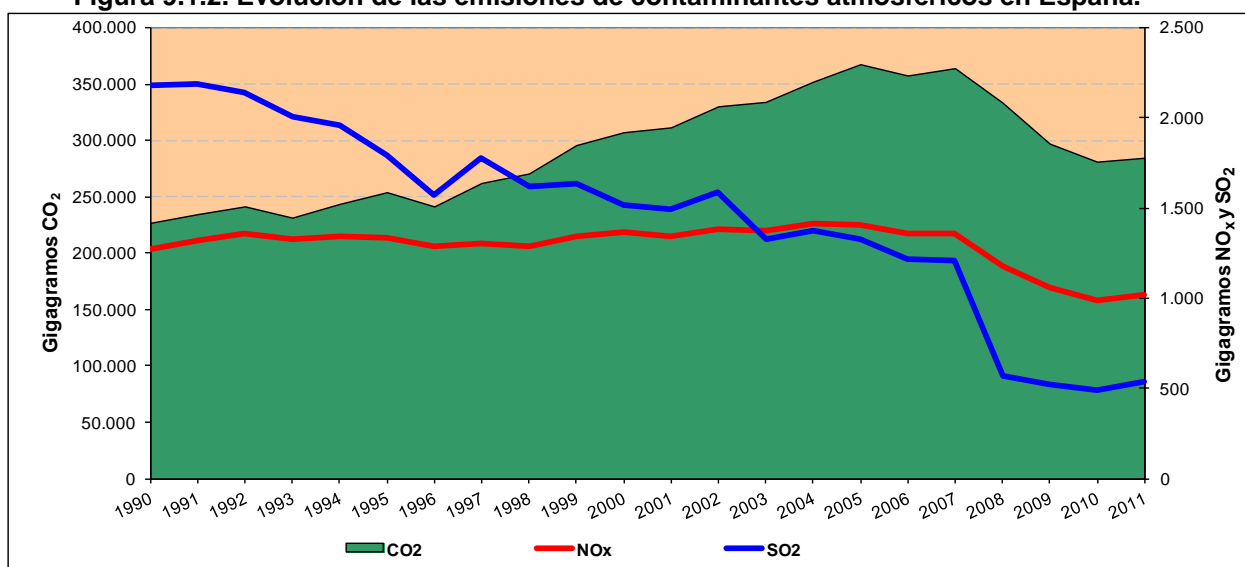
A continuación, se muestra la evolución que ha experimentado la emisión de contaminantes atmosféricos de CO₂, NOx y SO₂ a nivel nacional durante el periodo 1990 – 2011, en la que se puede observar el aumento progresivo de las emisiones absolutas de CO₂, tendencia que cambia a partir del año 2008,

manteniéndose claramente a la baja hasta el año 2010, mientras que en el año 2011 se aprecia una leve repunte de emisiones de CO₂.

Las emisiones de dióxido de azufre experimentan una disminución continuada, que se agudiza mucho más a partir del año 2008, fundamentalmente en actividades de transformación de la energía, ante la implementación de tecnologías menos contaminantes en dióxido de azufre, caso de las centrales de ciclo combinado. En el año 2011 esta tendencia cambia, incrementándose ligeramente estas emisiones de SO₂, en parte porque la producción en centrales de ciclo combinado ha sufrido un retroceso a favor de la producción con centrales térmicas de carbón a partir de la entrada en vigor del citado Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, que ha supuesto un cambio en el consumo de combustibles cuyas emisiones específicas asociadas son superiores, en contraposición al impulso dado en los últimos años en inversiones realizadas en centrales menos contaminantes.

Las emisiones de óxidos de nitrógeno se han mantenido prácticamente constantes desde 1990, produciéndose un descenso más acusado a partir del año 2008, en particular en las emisiones correspondientes al sector de la electricidad y por los motivos antes mencionados en cuanto a implantación de nuevas tecnologías de producción, aunque históricamente es un sector donde se ha dado una evolución muy variable con sucesivos incrementos y decrementos. En el año 2011, al igual que lo ocurrido con las emisiones de dióxido de azufre, y por los mismos motivos, las emisiones de NO_x has experimentado un ligero incremento.

Figura 9.1.2. Evolución de las emisiones de contaminantes atmosféricos en España.



Fuente: European Environment Agency (EEA) y elaboración propia.

El Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero⁴⁸ clasifica las emisiones de estos gases por sectores, según el criterio común para la Unión Europea, desde el año 1990. La siguiente figura muestra las emisiones y la contribución a las mismas por sectores de actividad económica para los años 1990 y 2011, último ejercicio para el que se dispone de datos, así como las variaciones experimentadas por estas respecto al año anterior y en el periodo contemplado (1990-2011).

Figura 9.1.3. Emisiones y participación de los distintos sectores en 1990 y 2011.

Sectores	Emisiones de CO ₂ [kt]		Participación en el total		Variación % 2011-2010	Variación % 2011-1990
	1990	2011	1990	2011		
Electricidad	64.331	72.270	28,38%	25,41%	22,63%	12,34%
Refino	10.906	11.974	4,81%	4,21%	5,05%	9,80%
Tratamiento de combustibles	2.117	1.558	0,93%	0,55%	13,53%	-26,39%
Industrias de la energía	77.354	85.803	34,12%	30,17%	19,66%	10,92%
Hierro y acero	8.526	6.346	3,76%	2,23%	-6,16%	-25,56%
Metales no ferrosos	1.575	3.074	0,69%	1,08%	-6,07%	95,17%
Industria química	5.665	6.783	2,50%	2,39%	-3,54%	19,75%
Pasta, papel e imprentas	3.211	4.963	1,42%	1,75%	5,18%	54,55%
Procesado de alimentos	3.425	3.693	1,51%	1,30%	-6,38%	7,84%
Otros (industriales)	24.070	32.738	10,62%	11,51%	-10,38%	36,01%
Industrias manufactureras y de construcción	46.471	57.598	20,50%	20,25%	-7,49%	23,94%
Aviación	1.762	3.338	0,78%	1,17%	-5,00%	89,48%
Carretera	51.201	78.890	22,58%	27,74%	-4,89%	54,08%
Tren	414	278	0,18%	0,10%	8,20%	-32,91%
Navegación	1.500	3.812	0,66%	1,34%	7,49%	154,19%
Otros (transportes)	20	132	0,01%	0,05%	-18,53%	553,49%
Transporte	54.897	86.450	24,21%	30,40%	-4,39%	57,48%
Comercial e institucional	3.743	8.120	1,65%	2,85%	-5,65%	116,95%
Residencial	12.979	15.740	5,72%	5,53%	-17,76%	21,27%
Agricultura/Silvicultura	8.598	10.453	3,79%	3,68%	0,53%	21,58%
Otros sectores	25.320	34.314	11,17%	12,06%	-10,04%	35,52%
Emisiones fugitivas de combustibles	1.674	2.580	0,74%	0,91%	15,69%	54,16%
Total Sector Energía	205.716	266.745	90,74%	93,79%	0,75%	29,67%
Procesos industriales	19.596	16.822	8,64%	5,91%	-9,77%	-14,16%
Disolventes	1.096	835	0,48%	0,29%	-19,50%	-23,79%
Residuos	305	5	0,13%	0,00%	-23,10%	-98,43%
Total Emisiones Nacionales Brutas	226.713	284.407			-0,02%	25,45%

Fuente: European Environment Agency (Greenhouse Gas Inventories) y CNMC.

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 2011 en España un 30% del total de emisiones de este gas, suponiendo las de refino un 4%, y un 25% las de generación de

⁴⁸ Dióxido de carbono (CO₂), hidrofluorocarbonos (HFCs), metano (CH₄), perfluorocarbonos (PFCs), óxido de nitrógeno (N₂O), hexafluoruro de azufre (SF₆).

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 2011 con respecto a las de 1990, son el sector comercial e institucional y el sector industrial de metales no ferrosos, además de una parte del sector transporte como es el caso de la navegación, con incrementos superiores al 150%, así como el transporte mediante aviación cuyo incremento en cuanto a emisiones de CO₂ en dicho periodo alcanza un 89%, mientras que el transporte por carretera, aunque tiene un incremento respecto a 1990 de un 54%, ralentiza su crecimiento de estas emisiones de CO₂ respecto a periodos anteriores.

Cabe indicar que se ha producido un cambio en la tendencia de los últimos años, ya que si bien en general ha habido una ligera disminución en el año 2011 respecto a valores del año anterior, en particular en el sector de transformación de la energía se ha dado un incremento de emisiones de CO₂ respecto al año 2010, fundamentalmente en la producción de electricidad, donde las emisiones se han incrementado un 23% respecto al año anterior, así como en el tratamiento de combustibles (con un incremento de un 14% respecto a 2010). Sin embargo el sector del transporte sí mantiene la tendencia de reducción de emisiones de CO₂ tanto por carretera como en aviación. Mención aparte merece la reducción de este tipo de emisiones en el sector de los residuos y disolventes tanto respecto al año anterior como respecto al periodo contemplado 1990-2011. La disminución de este tipo de emisiones queda enmarcada dentro de la tendencia en los últimos años al control y la reducción de las emisiones contaminantes mediante la búsqueda de tecnologías alternativas, aunque en este último año también se debe a una reducción de la actividad productiva general considerando la coyuntura económica desfavorable.

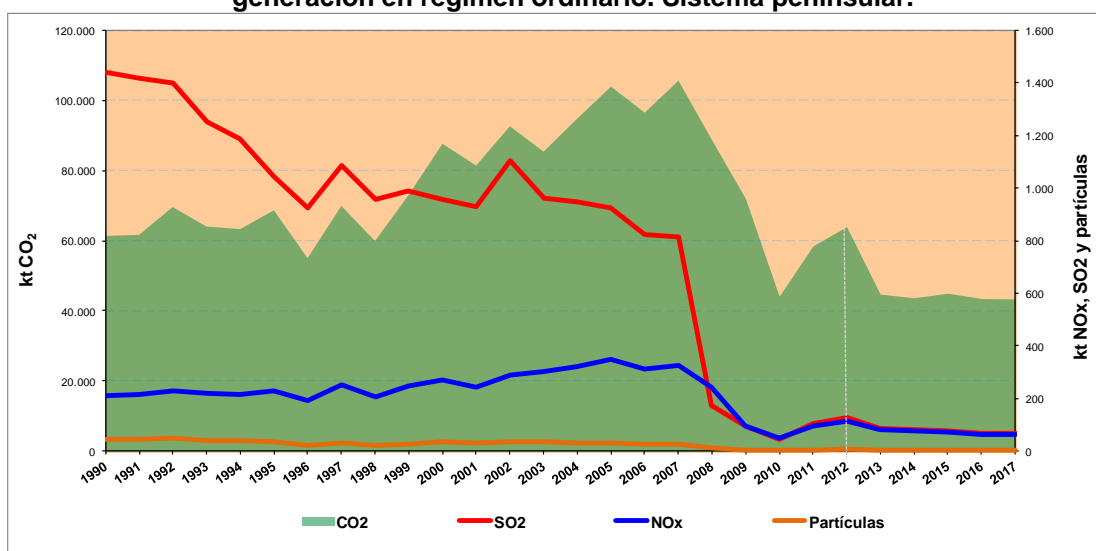
9.2. El impacto de la industria eléctrica en el medioambiente.

9.2.1. Emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de las centrales termoeléctricas.

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, carbón importado y de fuel-gas) y centrales de ciclo combinado, durante el periodo 1990 – 2017. Las emisiones correspondientes a los años 2013 – 2017 resultan de la estimación de producción realizada por el Operador del Sistema (escenario central de demanda) para ese periodo, considerando las emisiones específicas para 2012 de las distintas tecnologías, según datos aportados por el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) y el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente.

En cuanto a la previsión de escenarios e hipótesis de producción de las distintas tecnologías, aportadas por el Operador del Sistema, se ha considerado para 2013 aquel escenario que supone que determinadas centrales de carbón de importación serán más competitivas en precio que las de ciclo combinado con gas natural (denominado por REE como “Escenario B”). Para todo el periodo estimado 2013-2017 se ha considerado un año hidráulico medio. No obstante, se debe tener en cuenta que existe mucha incertidumbre a día de hoy para poder determinar un escenario fiable de evolución de la generación por tecnología: la reforma fiscal del sector energético y la entrada en vigor de las subastas de derechos de emisión de CO₂ en 2013 podrían alterar el orden de mérito de las tecnologías.

Figura 9.2.1. Evolución (hasta 2012) y previsión de las emisiones de las instalaciones de generación en régimen ordinario. Sistema peninsular.



Fuente: CIEMAT, CNMC y Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

Es importante mencionar los cambios en la procedencia de los datos a partir la entrada en vigor de la Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo, por la que se regulan los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO₂, NO_x y partículas procedentes de las grandes instalaciones de combustión, control de los aparatos de medida y remisión de información relativa a dichas emisiones. La Oficina para el Control de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (OCM-CIEMAT) elabora informe a partir de entonces para este tipo de emisiones, no para las de CO₂, y matiza que se recogen los resultados relativos a las emisiones atmosféricas producidas por las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) españolas, facilitados por los titulares de los focos emisores, conforme a lo estipulado en el marco de la normativa vigente (Real Decreto 430/2004, la citada Orden ITC/1389/2008, Orden PRE/3539/2008, Resolución de 15 de diciembre de 2008 de la Secretaría General de la Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y Resolución de 8 de julio de 2009 de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y

Turismo). OCEM-CIEMAT especifica por tanto que los datos de que dispone han sido declarados por los titulares de los focos emisores, por lo que declina toda responsabilidad en caso de que los datos no se correspondieran exactamente con la realidad, aunque sí han sido sometidos a controles de calidad internos tanto automáticos como manuales.

Por otra parte, cabe indicar que los datos de emisiones de CO₂ proceden, a partir de 2008, del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, en aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, puesto que según se establece en su artículo 25, el Registro nacional de derechos de emisión estará adscrito a dicho Ministerio, incorporándose en este Registro los datos correspondientes a las emisiones de dióxido de carbono. 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 6 de mayo de 2013, 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 a partir del año 2008, así como su correspondencia con los mismos respecto a años anteriores es relativa.

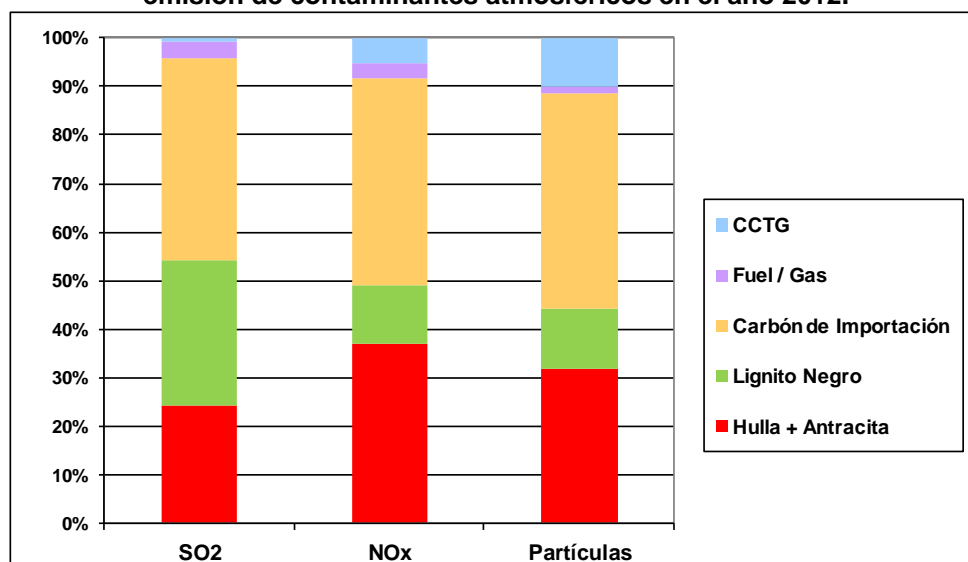
En cuanto a las previsiones consideradas en el gráfico anterior, se observa cómo las emisiones de CO₂ comenzaron una senda de crecimiento en 2011 que se ha mantenido en 2012, debido fundamentalmente a la aplicación del Real Decreto 134/2010, por el que se establece el procedimiento de restricciones por garantía de suministro, que ha supuesto una mayor utilización de las centrales de carbón nacionales. En 2013 se observa una brusca reducción de estas emisiones puesto que se prevé un cambio en el mix de producción, según el cual se reduce la que utiliza como combustible carbón. A partir de 2013 las emisiones de CO₂ presentan una ligera tendencia a la baja por la previsión de cierre de estas centrales térmicas convencionales.

Se observa cómo 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 y la entrada en funcionamiento de determinados equipos de desulfuración y la mayor utilización de combustibles con menor contenido en azufre.

En cuanto a las emisiones de NO_x, experimentan una clara reducción pero menos acusada que la producida en SO₂, aun 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.

En cuanto a las emisiones de cada una de las tecnologías térmicas convencionales, cabe destacar que, en términos absolutos, las instalaciones que emiten más dióxido de azufre son las que consumen carbón de importación, lo mismo que ocurre con las emisiones de óxido de nitrógeno y partículas, hecho diferenciador con periodos anteriores y que no se debe en sí a que este combustible sea el que produce más emisiones contaminantes sino a que en el año 2012 ha aumentado mucho la producción con este tipo de carbón, en detrimento del carbón nacional. 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 2012.

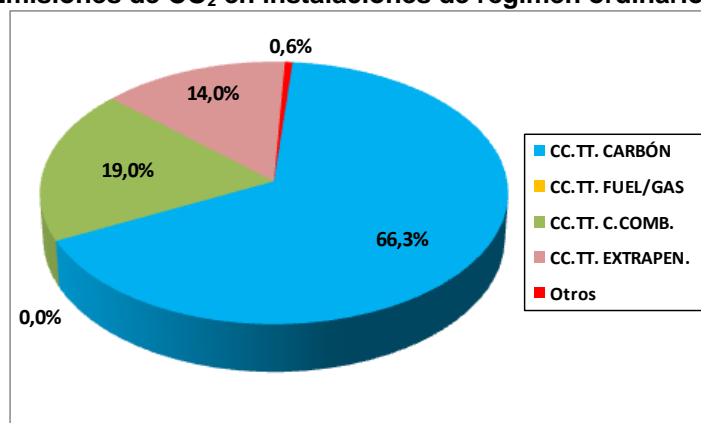
Figura 9.2.2. Participación de las instalaciones de generación en régimen ordinario en la emisión de contaminantes atmosféricos en el año 2012.



Fuente: CIEMAT y CNMC.

Por otra parte, como se ha expuesto anteriormente, en el caso de las emisiones de CO₂ los datos se han obtenido del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, por lo que se presentan agrupados de forma diferente, tal y como se muestra en la figura 9.2.3.

Figura 9.2.3. Emisiones de CO₂ en instalaciones de régimen ordinario en el año 2012.



Fuente: CNMC y Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente.

En los cuadros siguientes se muestran las emisiones absolutas y específicas en 2012 procedentes de las centrales térmicas. Para dicho año se han incluido datos de SO₂, NO_x y partículas que regularmente remite el CIEMAT, que, además, ha realizado una revisión exhaustiva de los focos emisores según la tipología de las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) recogida en la Orden ITC/1389/2008 (anexos II al IV), remitiendo dicha información a esta Comisión.

Figura 9.2.4. Emisiones procedentes de las grandes instalaciones de generación en régimen ordinario durante el año 2012. Sistema nacional.

Emisiones año 2012	SO ₂		NO _x		Partículas	
	g/kWh	kt	g/kWh	kt	g/kWh	kt
CC.TT. Hulla + Antracita	2,1	33	2,9	46	0,1	2
CC.TT. Lignito Negro	7,8	42	2,9	15	0,2	1
CC.TT. Carbón Importación	1,6	57	1,5	54	0,1	3
CC.TT. Fuel / Gas	1,5	5	1,2	4	0,0	0
CCTG	0,025	1	0,2	7	0,016	1
Total CC.TT.	1,4	138	1,2	125	0,065	7

Fuente: CIEMAT y CNMC.

En cuanto a las emisiones de CO₂, según los datos aportados por la Secretaría de Estado de Cambio Climático del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, se presentan en la figura 9.2.5.

Figura 9.2.5. Emisiones de CO₂ en instalaciones de régimen ordinario en el año 2012. Sistema nacional.

Emisiones año 2012	CO ₂	
	g/kWh	Mt
CC.TT. Carbón	908	50
CC.TT. Fuel/Gas	0	0
CC.TT. C.Combinado	370	14
CC.TT. Extrapeninsulares	730	11
Total CC.TT.	692	74

Fuente: CNMC y Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

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 2013 – 2017, corregidas considerando al inicio del mismo la incidencia del Real Decreto 134/2010, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Para el análisis se ha considerado el escenario central de demanda aportado por el Operador del Sistema, que contempla un año hidráulico medio, con entrada de grupos de ciclo combinado previsto por el propio gestor técnico. También se han considerado las hipótesis definidas como “Escenario B” que suponen una precedencia en coste de algunas de las centrales de carbón de importación que se encuentran a pie de puerto o en la proximidad de este

(como Aboño, Litoral, Los Barrios y Puentes) sobre las de ciclo combinado de gas natural.

La Figura 9.2.6, más adelante, muestra las emisiones correspondientes a 2017 según las anteriores hipótesis.

Figura 9.2.6. Estimación de emisiones en 2017, según la previsión de incorporación de ciclos del Operador del Sistema. Sistema Peninsular.

Emisiones año 2017	GWh b.a. año 2017	SO ₂		NO _x		CO ₂		Partículas	
		g/kW h	kt	g/kW h	kt	g/kW h	Mt	g/kW h	kt
Hidráulica	32.160	0,0	0	0,0	0	0	0	0,0	0
Nuclear	58.380	0,0	0	0,0	0	0	0	0,0	0
Carbón nacional: hulla + antracita	6.800	2,1	14	2,9	20	908	6	0,1	1
Carbón nacional: lignito negro	2.389	7,8	19	2,9	7	908	2	0,2	0
Carbón de importación	21.441	1,6	33	1,5	32	908	19	0,1	2
Fuel y fuel-gas	0	0,0	0	0,0	0	0	0	0,0	0
Ciclos Combinados	42.020	0,0	0	0,1	5	370	16	0,0	1
Total	163.190	1,382	67	1,3	64	686	43	0,068	4

Fuente: CNMC y REE.

Este escenario supondría reducciones drásticas en las emisiones previstas para el año 2017 respecto a las emisiones registradas en 2012. En 2017 se estima que se producirá un retroceso en la producción mediante centrales en régimen ordinario, y muy en particular en centrales que utilicen carbón, esperándose a cambio una recuperación en la producción mediante ciclos combinados e hidráulica (se espera la entrada en funcionamiento de centrales de bombeo), por lo que para dicho año se prevé, respecto a la situación actual en el Sistema Peninsular, una disminución del 48% de emisiones de SO₂, del 45% en emisiones de NO_x, del 32% de las emisiones de CO₂ y de un 41% en las emisiones de partículas.

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 2012 suman un total de 13.590 elementos. El porcentaje de ocupación total supera el 92%.

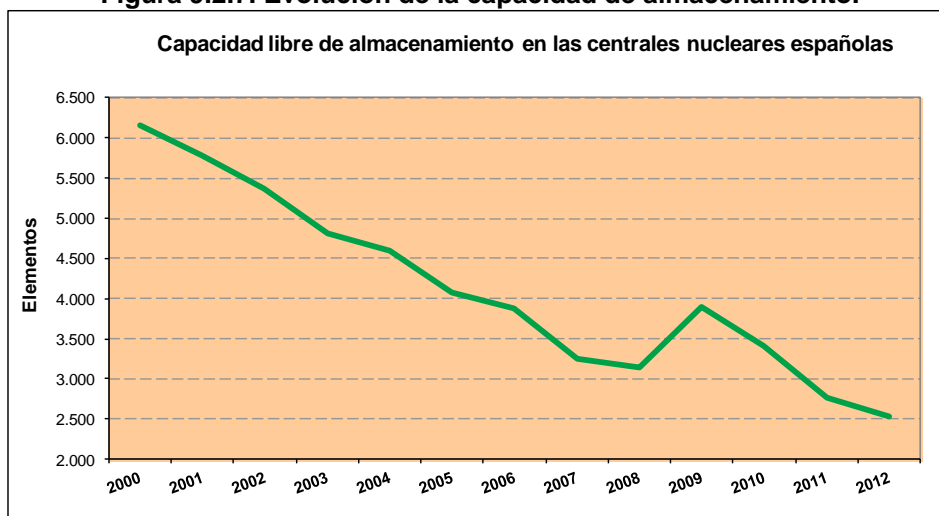
La figura 9.2.7 muestra la evolución de la capacidad libre para el almacenamiento de elementos en las centrales nucleares españolas. Cabe indicar que, tal y como puede observarse en el gráfico, en el año 2009 se recuperó capacidad de almacenamiento debido a que ésta se incrementó en la central nuclear de Cofrentes, retrasando así esta central su fecha de saturación del año 2009 al año 2021.

Por otra parte, en diciembre de 2012, la Central Nuclear Santa María de Garoña descargó todos los elementos combustibles del núcleo completo (400 elementos) en la piscina de almacenamiento, tras la parada efectuada en dicho mes.

Además, el combustible gastado anteriormente almacenado en la piscina de la Central Nuclear José Cabrera (Zorita) se encuentra almacenado en el Almacén Temporal Individualizado (ATI), en el emplazamiento de la central, cuyo grado de ocupación respecto a combustible gastado ha alcanzado el 100% de la capacidad prevista para este fin, mientras que en la central de Trillo no se considera la saturación de la piscina al disponer de un ATI, cuya capacidad junto con la de la piscina será suficiente para albergar los combustibles que se generen durante 40 años de operación.

Según se muestra en el gráfico, la capacidad libre para almacenamiento en el año 2012 es de 2.525 elementos, sin considerar el almacén temporal existente en la Central de Trillo que cuenta con 1.218 elementos de capacidad libre para almacenamiento.

Figura 9.2.7. Evolución de la capacidad de almacenamiento.



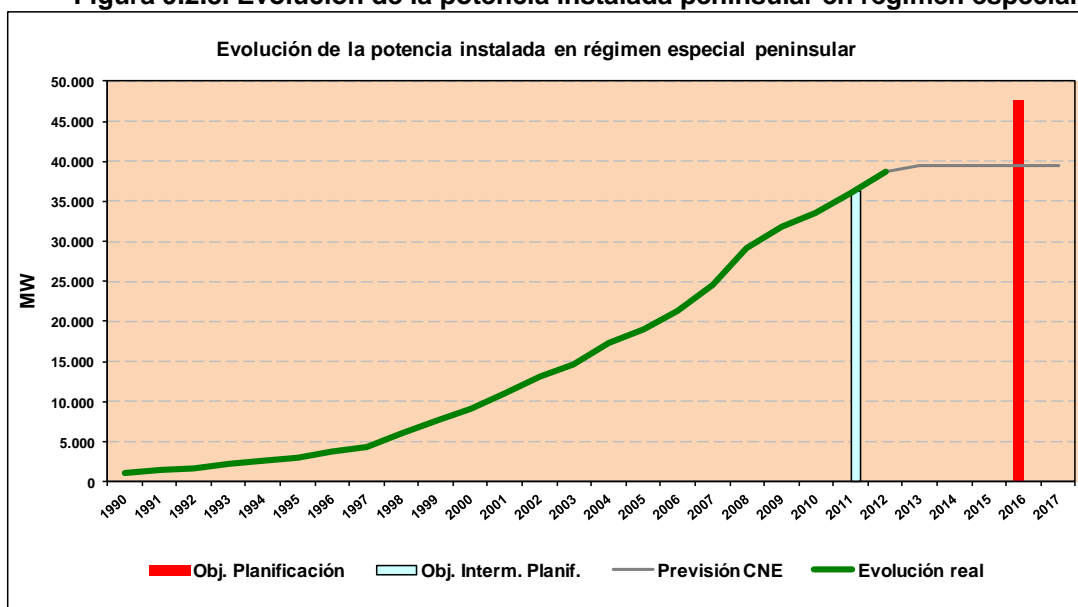
Fuente: Consejo de Seguridad Nuclear. Informes al Congreso de los Diputados y al Senado.

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 9.2.8 se muestra la evolución de la potencia instalada peninsular en régimen especial real hasta el año 2012, las previsiones hasta el año 2017 y los objetivos propuestos en el Documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, de fecha mayo de 2008.

Figura 9.2.8. Evolución de la potencia instalada peninsular en régimen especial.



Fuente: Documento de Planificación y CNMC.

Como se puede observar en el gráfico anterior, en España se ha producido un importante desarrollo en los últimos años en capacidad instalada dentro el régimen especial, destacando de forma muy importante ciertas tecnologías como la cogeneración, la eólica y la solar fotovoltaica.

Sin embargo, teniendo en cuenta la coyuntura económica desfavorable que en la actualidad está atravesando España, con la consiguiente reducción en las previsiones de demanda de consumo energético, las previsiones de producción mediante tecnologías renovables también se han realizada a la baja, por lo que los objetivos propuestos por el Plan de Energías Renovables en España 2011 – 2020 no se alcanzarían en todas ellas.

En la figura 9.2.8 se aprecia el aplanamiento de la curva de previsión de evolución de la potencia instalada a partir del año 2014, como consecuencia de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, que ha

supuesto la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, hecho que hace prever la paralización futura de la entrada de nuevas instalaciones de producción en régimen especial.

España ha sido pionera dentro del marco Europeo en cuanto al establecimiento de un sistema que garantice el origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable y cogeneración de alta eficiencia: mediante la Orden ITC 1522/2007, de 24 de mayo, luego modificada por la Orden ITC/2914/2011⁴⁹, se establece la regulación de la garantía de origen de la electricidad procedente de energías renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

9.2.4. Fomento de la eficiencia energética.

El documento *“Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4)⁵⁰”*, que se instrumenta mediante el Plan de Acción 2008-2012, 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 indirectos de la E4 son el incremento de la competitividad, 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.

Desde el punto de vista regulatorio, la mejor gestión de la demanda es la que lleva la señal de precio al consumidor. El 1 de julio de 2008 se suprimieron las tarifas integrales para los suministros en alta tensión. El 1 de julio de 2009 se suprimieron el resto de tarifas, permaneciendo tan sólo las denominadas *tarifas de último recurso* (TUR), 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

⁴⁹ La Orden ITC/2914/2011, de 27 de octubre, modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, incorporando así al derecho español el contenido del artículo 15 de la 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 se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, en relación con las garantías de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. La nueva Orden tiene en cuenta asimismo lo previsto en el artículo 3.9 de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, 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 lo referente a la información a proporcionar al consumidor.

⁵⁰ 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.

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.

Posteriormente, en el ámbito europeo, se ha modificado sustantivamente la Directiva 2002/91/CE refundiéndose en la Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios, teniendo en cuenta las condiciones climáticas exteriores, las particularidades locales, las exigencias ambientales interiores y la rentabilidad coste-eficacia.

Mencionar, además, la Directiva 2010/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de mayo de 2010, relativa a la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada, cuyo objetivo es establecer un marco para la armonización de las medidas nacionales relativas a la información a los usuarios finales, de forma que puedan elegir productos más eficientes.

Por último, la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, establece un marco común de medidas para el fomento de la eficiencia energética dentro de la Unión a fin de asegurar la consecución del objetivo principal de eficiencia energética de la Unión de un 20 % de ahorro para 2020, y a fin de preparar el camino para mejoras ulteriores de eficiencia energética más allá de ese año.

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”*. Hoy día, la legislación relevante a efectos del 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).

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

10. Conclusiones y recomendaciones.

La existencia de unas infraestructuras suficientes y 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, permitiendo un funcionamiento del mercado en competencia efectiva.

Asimismo, teniendo en cuenta la significativa proporción de uso del gas natural en la generación eléctrica y que este combustible sirve de respaldo a la generación renovable no gestionable, se hace necesario un seguimiento continuo e integrado 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. Conclusiones y recomendaciones sobre el sector gasista.

En síntesis se pueden destacar los siguientes puntos:

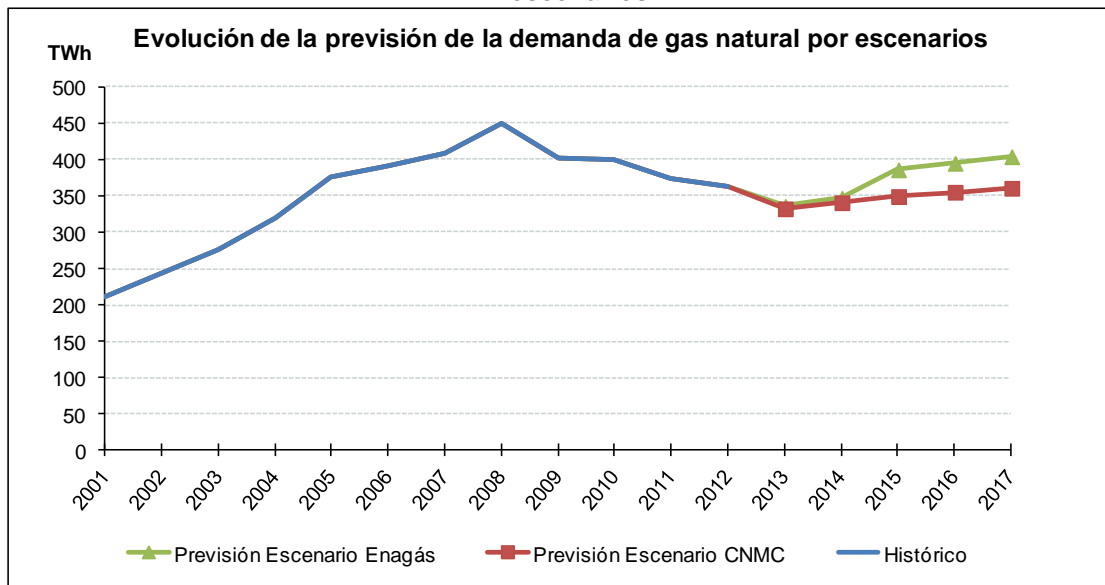
1. El contexto económico actual arroja unas previsiones económicas inciertas a nivel mundial. Los países desarrollados están atravesando una situación económica que ha hecho contraerse a la demanda de gas. Los países en desarrollo no son ajenos a estas circunstancias, en una economía global cada vez más dependiente, si bien se espera un crecimiento mayor en determinadas economías emergentes que llevará aparejado un mayor consumo energético.

En el caso de España, se estima que la recuperación económica sea lenta y progresiva; en 2014 la variación interanual del PIB será de 0,4% según el FMI.

Por otro lado, existe incertidumbre sobre la evolución de la demanda eléctrica, y en particular, de la fracción de la misma que será cubierta por los ciclos combinados de gas. En 2013 la demanda de gas para el mercado convencional disminuyó (-0,6%) al igual que para la generación de energía eléctrica (-32,7%). En este escenario se estima que ambas demandas aumenten en el periodo 2014-2017, a un ritmo bajo, sin recuperar en ningún caso el máximo histórico.

No obstante, los consumos anuales estarán fuertemente condicionados por diversos factores: condiciones climáticas; evolución de la economía, en particular, de la actividad industrial de ciertos sectores cuyos procesos productivos están basados en la demanda de gas natural; producción de energía eléctrica mediante energías renovables; precios, tanto de este combustible, como de otras fuentes de energía; y también por las posibles medidas para la utilización de fuentes de energía primaria autóctonas.

Figura 10.1.1. Evolución de la previsión de la demanda de gas natural por escenarios.



Fuente: CNMC

2. Por lo que respecta a la evolución de la punta de demanda, esencial para estudiar la operación del Sistema, ésta se sitúa, en el escenario proyectado, en una tasa de crecimiento anual medio del 1,9%. En dicho crecimiento tiene un mayor peso la demanda convencional, que la demanda para generación eléctrica.
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 2014-2017, las previsiones de aprovisionamientos de los agentes serían suficientes para atender la demanda prevista. La previsión de la oferta muestra una tendencia estable, creciendo los aprovisionamientos a través de gasoducto, impulsada por el aumento del gas importado de Argelia. En cuanto a la diversificación, procederán al menos, de siete países distintos. El principal país proveedor continuará siendo Argelia; seguido de Nigeria, Noruega, Qatar y Trinidad y Tobago.
4. En relación con la evolución de las capacidades de entrada al sistema, la capacidad nominal total de entrada de las plantas de regasificación (sin incluir la planta de El Musel) se mantiene estable en el periodo 2014-2017 (experimenta un ligero aumento en el año 2015 por la ampliación de la capacidad en la planta de Bilbao). Asimismo, la capacidad de almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación aumentará en el mismo periodo por la construcción de un nuevo tanque en 2014 en la instalación de Bilbao. Por otro lado, los almacenamientos subterráneos ven más que duplicada su capacidad debido a la entrada en operación de Marismas, Yela y Castor. La capacidad de entrada de gas por las conexiones internacionales se mantiene a lo largo del

periodo. Aumentará la capacidad de exportación por Irún a partir del año 2015.

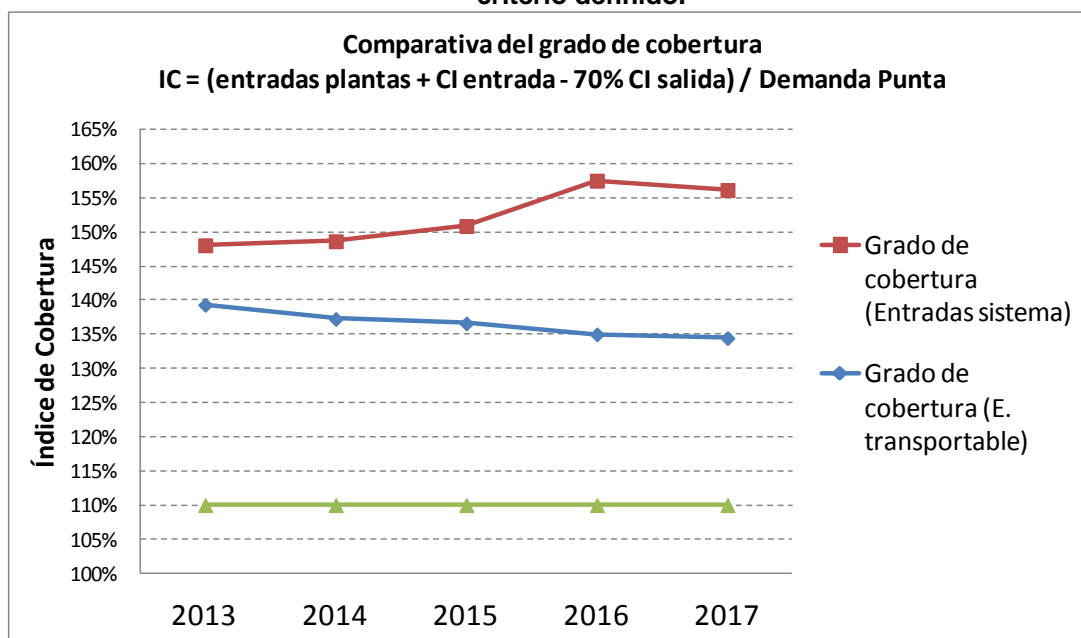
5. Para el cálculo del índice de cobertura de la demanda se ha seguido el criterio conservador de considerar las infraestructuras de entrada (plantas de regasificación, conexiones internacionales no reversibles de Tarifa y Medgaz) según su capacidad diaria nominal, y las conexiones internacionales reversibles funcionando al 70% de su capacidad diaria nominal de exportación. La situación de cobertura en el sistema gasista sería la siguiente⁵¹:

- El grado de cobertura de la demanda varía desde el 148%, en 2013, hasta 158% en 2016, si se tiene en cuenta la capacidad nominal de las entradas; se cumple el criterio de cobertura considerado en la Planificación, al disponer el sistema de más del 10% de capacidad excedentaria sobre la demanda punta.
- Si se considera 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 planteado por la CNMC con el criterio de cálculo empleado oscila entre 134% y 139% en todos los años incluidos en el informe, cumpliéndose en este caso también el criterio de cobertura del 10%.

En consecuencia, no es previsible que se presenten problemas de cobertura en el sistema gasista, en el horizonte temporal comprendido entre los años 2013 y 2017.

⁵¹ El índice de cobertura del sistema, se ha calculado como el cociente entre las capacidades de entrada al sistema, menos las salidas por las conexiones internacionales, y la demanda punta diaria. Para el cálculo del índice de cobertura se ha seguido el criterio de considerar las infraestructuras de entrada (plantas de regasificación, conexiones internacionales no reversibles de Tarifa y Medgaz) según su capacidad nominal, y las conexiones internacionales reversibles al 70% de su capacidad nominal de salida. La demanda punta es la indicada en el capítulo 3.

Figura 10.1.2. Grados de cobertura de la demanda punta 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). Cálculo según criterio definido.



Fuente: CNMC.

6. Como se refleja en el apartado 7.1.2 de este informe, el crecimiento de la retribución del sector en los años 2013 a 2015 es muy superior al crecimiento de la demanda en dichos años, mientras que en los años 2016 y 2017 la previsión de la demanda de gas tiene unos crecimientos similares a los crecimientos de la retribución del sistema. La retribución de las infraestructuras actuales supone el grueso de los costes totales previstos; la aportación de las instalaciones proyectadas en el periodo 2012-2016 asciende al 1,1% al final del periodo. Se pone de manifiesto, el esfuerzo realizado por limitar las inversiones en el sistema gasista, bajo el actual escenario de demanda. Adicionalmente, está pendiente la parte proveniente del desvío histórico 2002-2013.

7. Un exceso grande de capacidad, como el que se registra en el sistema gasista, va en detrimento del mercado porque incrementa el coste de la energía final al consumidor y hace menos competitivo esta fuente energética.

10.2. Conclusiones y recomendaciones sobre el sector eléctrico.

En resumen, pueden destacarse los siguientes puntos:

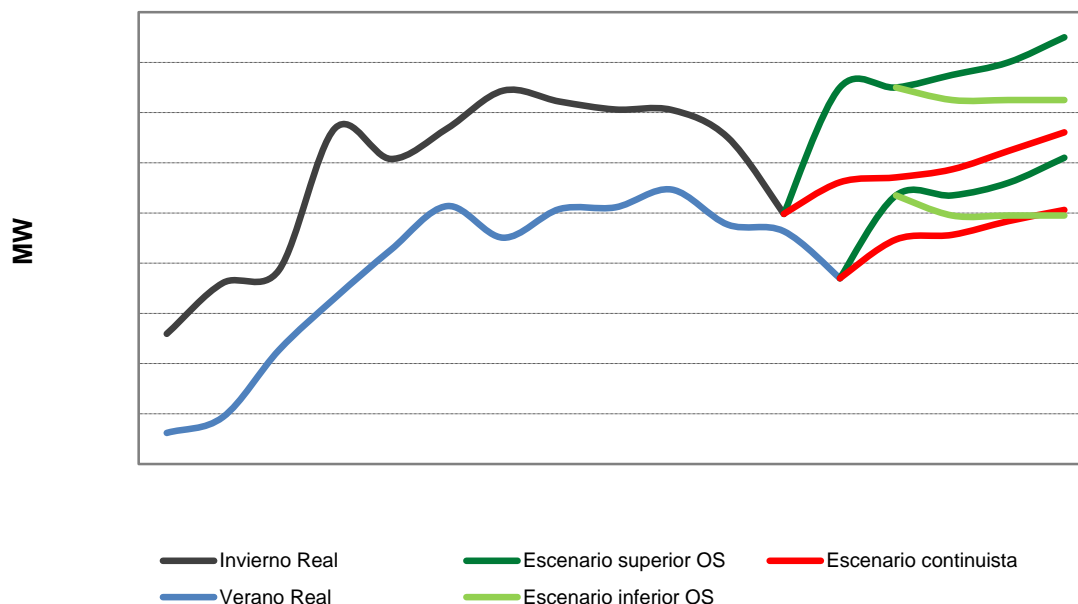
1. Continuando con la senda negativa iniciada a finales de 2008, en 2012 la demanda peninsular se ha reducido un 1,2% con respecto al año anterior, situándose en un nivel inferior al de 2006. En 2013, según los últimos datos publicados por el operador del sistema en su Balance Diario, la demanda peninsular se habría igualmente reducido un 2,5%. Una vez descontada la influencia del efecto calendario y la temperatura, resultaría en 2013 una variación de la demanda de -2,3% atribuible a la actividad económica.

Por el contrario, la demanda extrapeninsular se ha incrementado un 0,7% en 2012. Mientras en 2013 ha experimentado una reducción del 2,8% en el sistema Balear y del 3,2% en el sistema Canario.

A día de hoy existe una elevada incertidumbre sobre la evolución que sufrirá la demanda eléctrica en los próximos años por efecto de la actividad económica, lo cual introduce una importante dificultad a la hora de realizar una previsión de demanda precisa y fiable. Según alguno de los escenarios de demanda, elaborados por el operador del sistema para este informe marco, la demanda prevista para el periodo 2013-2017 podría registrar aún reducciones hasta 2015, iniciando posteriormente una recuperación moderada en los últimos años del periodo. Todo ello de acuerdo con una previsión de temperaturas medias a lo largo de todo el periodo y distintos supuestos de sendas de crecimiento económico (previsiones de evolución del PIB, etc.).

Para la punta de demanda horaria de potencia, no se esperan incrementos importantes en los primeros años del periodo analizado, es más, en los dos escenarios inferiores considerados (el del operador del sistema y el continuista calculado por la CNMC) se contempla la posibilidad de que las puntas de demanda no superen en todo el periodo analizado los máximos históricos, tanto en invierno (44.876 MW) como en verano (40.934 MW). En el escenario superior, y especialmente para los últimos años del periodo, sí se estima un crecimiento importante de las puntas de demanda, hasta 47.000 MW, aunque estas previsiones, al igual que las de demanda, podrían sufrir alteraciones considerables en los próximos ejercicios, en línea con los cambios que puedan producirse en la actividad económica nacional.

Figura 10.2.1. 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 $n+1$). Valores reales hasta invierno 2012/2013 y verano 2013, previsiones en los años siguientes.



Fuente: REE y CNMC

- Respecto a la evolución de la oferta de generación, se presentan igualmente incertidumbres elevadas para los próximos años, tanto asociadas al incentivo que aporte la evolución de la demanda como a la falta de firmeza en la ejecución de nuevos proyectos o de inversión para el mantenimiento de las centrales existentes, según los comentarios aportados por los promotores.

En este contexto, la nueva potencia de generación prevista en el Sistema Peninsular es reducida y corresponde únicamente, en el régimen ordinario, a centrales hidroeléctricas (esencialmente de bombeo), de acuerdo con la información aportada por los promotores y por el operador del sistema. Respecto a los ciclos combinados, aún cuando algunos proyectos cuentan con autorización administrativa y sus titulares no han comunicado otras intenciones distintas de continuar con ellos, no se considera probable la puesta en marcha de ninguna de estas instalaciones dentro del periodo 2013-2017, ya que no se tiene constancia de que los trabajos para su puesta en marcha estén progresando.

De acuerdo con la información aportada por los titulares, se prevé el posible cierre de una central nuclear y la desaparición de las instalaciones de fuel/gas y algunos carbones en los próximos dos o tres años, por efecto de la Directiva 2010/75/CE (Directiva de Emisiones Industriales, DEI); así como, la retirada de potencia equivalente a dos grupos de ciclo combinado de 400 MW.

En el régimen especial se prevé un estancamiento en cuanto a las previsiones de potencia a instalar, que se espera se mantenga constante durante el periodo analizado, una vez incorporada a lo largo de 2013 la potencia que ya había sido objeto de preasignación con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero. Se estima que el régimen especial peninsular podría aportar en 2017 casi un 41% de la demanda, aproximadamente el mismo porcentaje que ha representado en 2012.

Con todo, se prevé que las bajas superen a las altas y que la potencia instalada en el sistema peninsular resulte en 2017 inferior a 2012.

- 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 Superior de Demanda, suponiendo el equipo generador con la disponibilidad habitual y bajo hipótesis conservadoras. La senda de evolución de la potencia instalada, de acuerdo con la información facilitada por los promotores y el operador del sistema sobre proyectos tanto de nuevas incorporaciones como de cierre de centrales, permiten abastecer la demanda con un margen de seguridad adecuado en el periodo de análisis.

La figura 10.2.1 muestra los índices de cobertura peninsular para dos escenarios de demanda, Superior e Inferior (Continuista), 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 y centrales hidráulicas, disponibilidades asociadas a cada tipo de generación basadas en valores históricos, etc. Se aprecia que el índice de cobertura se sitúa todos los años por encima de 1,1 (10% de margen de reserva necesario para garantizar el suministro en condiciones de fiabilidad, según criterio del operador del sistema), tanto en invierno como en verano, aunque resulta inferior el margen de cobertura en invierno. En los dos primeros años del periodo se ha tenido en cuenta el efecto de la interrumpibilidad de la demanda, sin este servicio, el índice de cobertura se podría reducir varios puntos, pero se mantendría aún así por encima de 1,1. En consecuencia, bajo las hipótesis asumidas y con las consideraciones previamente efectuadas, no resultaría necesaria la instalación de potencia adicional a la ya prevista en el estudio, para garantizar la cobertura de la punta con los criterios de seguridad utilizados por el operador del sistema.

Figura 10.2.2. Índices de cobertura resultantes para invierno y verano (Escenario Promotores).

Índice de cobertura - Invierno	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018
Escenario Demanda Inferior	1,34	1,36	1,33	1,29	1,26
Escenario Demanda Superior	1,22	1,25	1,22	1,19	1,16

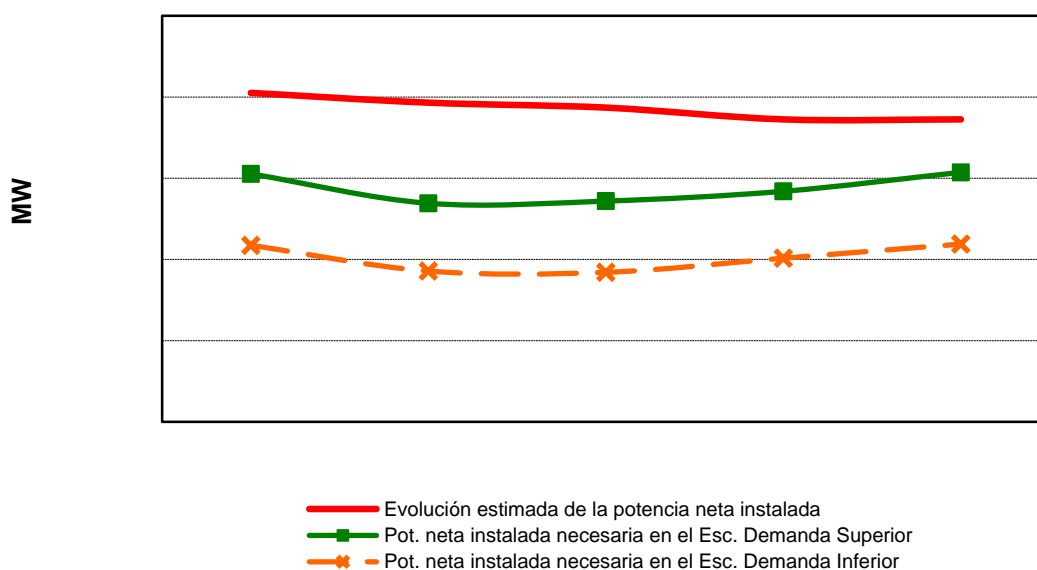
Índice de cobertura - Verano	2014	2015	2016	2017
Escenario Demanda Inferior	1,45	1,39	1,36	1,34
Escenario Demanda Superior	1,38	1,34	1,31	1,28

Fuente: promotores, REE y CNMC.

En la figura 10.2.3 se representa la evolución de la potencia eléctrica peninsular, necesaria para satisfacer las puntas esperadas de demanda invernal, según los dos escenarios de demanda manejados, 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 de acuerdo con las hipótesis indicadas en el capítulo 5.

Como puede observarse en esta figura, la potencia neta instalada prevista para el periodo 2013-2017, resultará superior a la necesaria para cubrir la punta de demanda con un margen de seguridad del 10%. Aunque se observa una reducción de los márgenes en los últimos años del periodo, especialmente importante en periodo invernal con puntas superiores de demanda, se estima que el sistema eléctrico podría prescindir en los próximos cuatro años, sin causar un problema para la cobertura de la punta de demanda, de como mínimo 7 grupos equivalentes de 400 MW de ciclo combinado, además de los dos ya considerados como bajas en este informe. Suponiendo el escenario de demanda inferior, la cifra se eleva hasta 18.

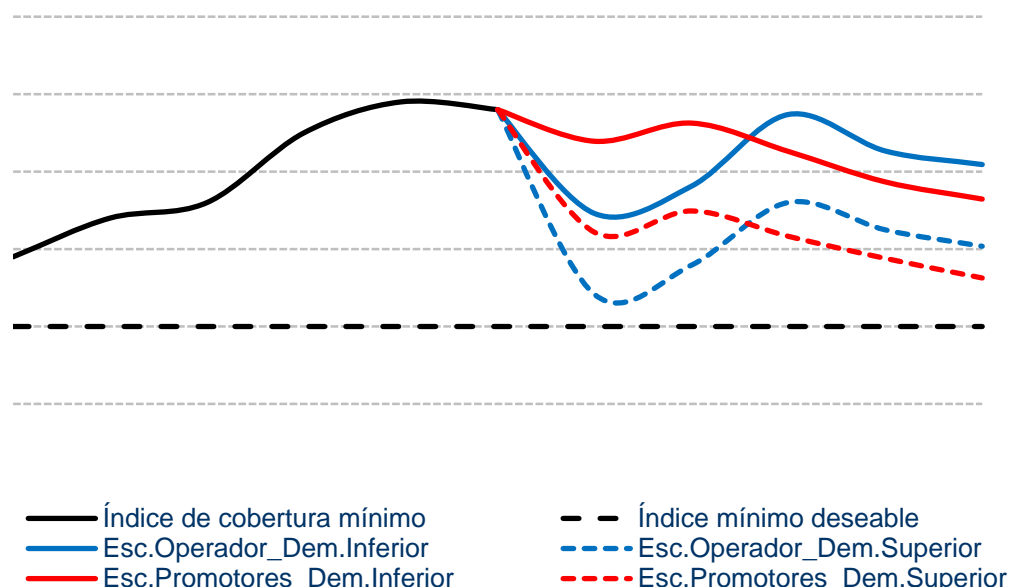
Figura 10.2.3. Comparación de la potencia neta instalada prevista (Escenario Promotores) con la necesaria para un margen de cobertura de 1,1 en la punta de invierno.



Fuente: promotores, REE y CNMC.

En la figura 10.2.4 se muestran todas las evoluciones previstas del índice de cobertura para los distintos escenarios planteados. Nótese que los índices reales 2007-2012 se corresponden con el menor índice del año, es decir, no corresponden necesariamente a la hora de máxima demanda del año, momento que puede coincidir con una situación de alta producción hidráulica y eólica, -situación que se dio en 2011-, y no ser por tanto la más exigente para el sistema.

Figura 10.2.4. Evolución histórica y estimaciones de los índices de cobertura para la punta invernal



Nota1: los índices reales 2007-2012 se corresponden con el menor índice del año, que no se da necesariamente en el momento de máxima demanda anual.

Nota2: en el escenario Promotores se considera el efecto de la demanda interrumpible en los dos primeros años, no así en el escenario Operador.

Fuente: promotores, CNMC y REE.

Por último, hay que indicar que los resultados anteriores podrían verse alterados de forma negativa para la seguridad del sistema si en los próximos años tuviera lugar el cierre o la indisponibilidad de algunas centrales de carbón no previstas, por aumentar las exigencias medioambientales que les afectan (el 1 de enero de 2016, fecha en la que se producirían los efectos previstos en el artículo 82 de la Directiva 2010/75). Otros factores que podrían alterar los resultados serían la evolución del saldo en las interconexiones (se ha considerado saldo exportador sólo en los dos primeros años), la vigencia del mecanismo de interrumpibilidad de la demanda (considerado sólo en el escenario Promotores y en los dos primeros años) o las posibles restricciones en la red de transporte que limiten la capacidad de evacuación de las unidades de producción en régimen ordinario (se estima que podrían afectar a un valor de potencia equivalente a tres grupos de ciclo combinado de 400MW).

Cabe mencionar también la actual tramitación de una propuesta de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica. La publicación de este Real Decreto introducirá la posibilidad de cerrar temporalmente la potencia instalada que no resulte necesaria para el sistema. Dada la situación actual, se considera que un número relevante de centrales térmicas de ciclo combinado podrían estar interesadas en este tipo de cierre temporal, lo que supondría una merma de la potencia disponible en el sistema y en consecuencia una reducción de los índices y márgenes de cobertura. En este año 2013 han sido ocho ciclos equivalentes de 400MW los que prácticamente no han tenido funcionamiento, ni a través del mercado ni por restricciones.

4. Según el estudio “Winter Outlook Report 2013/14”, publicado por ENTSOE (European Network of Transmission System Operators for Electricity) el pasado 28 de noviembre de 2013, España se encuentra entre los países que incluso en condiciones severas no es previsible que requieran importaciones del exterior para poder cubrir su máxima demanda, en ningún momento del próximo invierno. Al contrario de lo que sucede en algunos países de su alrededor, como es el caso de Francia.

No obstante lo anterior, sí aparece España en ese mismo estudio como un país con cierto riesgo en algunas semanas, especialmente en periodos nocturnos, en los que el sistema español va a necesitar utilizar el 100% de su capacidad de exportación de energía para poder integrar en el sistema toda su producción renovable. En caso contrario (insuficiente exportación), se requerirían importantes cantidades de reserva a bajar.

5. En cuanto a los sistemas extrapeninsulares, en Baleares, de acuerdo con el Operador del Sistema, y en el marco de un estudio probabilístico para el período analizado, no sería necesaria la puesta en servicio de generación adicional a la prevista, en particular tras la entrada en operación en 2013 de un nuevo grupo de 50 MW en Ibiza. No obstante lo anterior, bajo determinadas circunstancias podría ser necesaria la utilización temporal de grupos electrógenos de apoyo en Formentera durante las puntas estivales hacia el final del periodo analizado.

En Canarias, las proyecciones realizadas por el agente generador estiman necesaria la adición de unos 25 MW de generación térmica convencional en el subsistema Lanzarote-Fuerteventura hasta 2016, así como aproximadamente otros 4 MW en La Gomera. Por el contrario, las previsiones del Operador del Sistema consideran una pérdida neta de generación térmica, pero están condicionadas a la incorporación de interconexiones adicionales así como de nuevas instalaciones de bombeo y turbinación en varias islas a medio plazo, con el fin de permitir la integración de un volumen creciente de energía renovable en condiciones de seguridad.

En cuanto a Ceuta y Melilla: en Ceuta, no se considera necesaria la puesta en servicio de nueva generación en el horizonte de estudio. Se mantienen

no obstante algunas debilidades, como el hecho de que los grupos son en ocasiones demasiado grandes en relación con la demanda de sus respectivos sistemas, o la falta de una subestación de distribución en Ceuta.

6. En cuanto a la infraestructura, 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, la cual ya ha entrado en servicio.

No obstante lo anterior, debido a la coyuntura económica, que ha tenido su lógico traslado a la demanda eléctrica, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, estableció que la construcción de nuevas infraestructuras eléctricas deberá limitarse exclusivamente a aquellas infraestructuras imprescindibles para asegurar el funcionamiento del sistema en condiciones de seguridad, a la vista del nuevo escenario de demanda previsto para los próximos años y a las interconexiones con los sistemas eléctricos de los estados limítrofes. De esta forma, hasta la aprobación por parte del Consejo de Ministros de una nueva planificación de la red de transporte de energía eléctrica, queda suspendido el otorgamiento de nuevas autorizaciones administrativas para instalaciones de transporte competencia de la Administración General del Estado, con excepción de las instalaciones necesarias para las interconexiones internacionales.

En este sentido, se señala que se encuentra actualmente en elaboración una nueva planificación para el horizonte 2014-2020, que deberá realizarse partiendo de un escenario realista, adecuando las infraestructuras a construir al escenario macroeconómico más probable, a la evolución prevista de la generación y a la situación económica del sector eléctrico y del conjunto de la economía nacional.

7. Adicionalmente, cabe destacar la apertura de un Grupo de Trabajo sobre Smart Grids en octubre de 2011, con la siguiente denominación: "Análisis regulatorio para el desarrollo de las redes inteligentes y la integración eficiente de recursos distribuidos. Vehículo eléctrico y generación de pequeña potencia". A este respecto, con fecha 20 de diciembre de 2012, se aprobó el informe sobre las conclusiones de dicho Grupo de Trabajo, en el que se incluyen los aspectos para los que se requieren modificaciones de la normativa vigente o el desarrollo de nuevas normativas, en base a las conclusiones derivadas de las distintas reuniones del Grupo de Trabajo.

Por otra parte, cabe destacar, la apertura de otro Grupo de Trabajo en febrero de 2012 sobre la interoperabilidad de los sistemas y equipos de medida que permiten la telegestión. En el seno de este Grupo de Trabajo, en junio de 2012, se destacó la necesidad de realizar un análisis coste-beneficio detallado de las distintas prestaciones que pueden ofrecerse a partir de los nuevos sistemas de telegestión, así como de los métodos disponibles para hacer llegar la información a los consumidores. Igualmente, se identificó la necesidad de seleccionar proyectos piloto

relacionados con dichas nuevas prestaciones, con el objeto de llevar a cabo los análisis necesarios y desarrollar un marco normativo apropiado, sobre la base de las recomendaciones de la Comisión Europea.

8. En relación con la retribución de la actividad de transporte eléctrico, durante 2012 y 2013 se han aprobado una serie de medidas regulatorias enfocadas a la racionalización de este coste. En particular:

- La consideración del devengo de la retribución generada por instalaciones de transporte puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2 (Real Decreto-ley 13/2011, de 30 de marzo).
- La retribución de la inversión para únicamente aquellos activos en servicio que no estén amortizados (Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio).
- La metodología de retribución considerará los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada (Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio).
- El establecimiento de una tasa de retribución de los activos de transporte ligada a las Obligaciones del Estado más un diferencial, por considerarse en la norma la retribución adecuada a una actividad de bajo riesgo (Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio).

