



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO

SUBSECRETARÍA
Subdirección General de Estudios y
Planes de Actuación

PAPEL INFORMATIVO Nº 13

La Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas:

Revisión 2005-2011

(Septiembre 2006)



ÍNDICE

1 La Planificación Energética, aspectos generales y objetivos	6
2 La Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas: Revisión 2005-2011	8
2.1 Evolución reciente del consumo energético	9
2.2 Previsión de la evolución energética española	11
2.2.1 Consumo de energía final	11
2.2.2 La intensidad energética final	14
2.2.3 Consumo de energía primaria	15
2.2.4 Generación eléctrica	16
2.2.5 Intensidad energética primaria.....	17
3 Previsión de la demanda eléctrica	18
3.1 Evolución de la demanda.....	18
3.2 Previsiones de demanda eléctrica 2005-2011	20
3.2.1 Previsiones de demanda eléctrica peninsular	20
3.2.2 Previsiones de demanda eléctrica extrapeninsular	21
3.3 Cobertura de la demanda eléctrica	21
3.3.1 Cobertura de la demanda peninsular	21
3.3.2 Cobertura de la demanda extrapeninsular	25
3.4 Criterios de desarrollo de la red de transporte eléctrico	25
3.5 Programa de instalaciones de la red de transporte eléctrico.....	26
3.6 Estimación económica de las actuaciones previstas en la Red de Transporte Eléctrico Peninsular.....	27
4 Previsión de la demanda de gas	29
4.1 Evolución de la demanda en el periodo 1999-2004.....	29
4.2 Previsiones de demanda 2005-2011	30
4.3 Criterios de cobertura de la demanda de gas.....	30
4.3.1 Criterios de diseño de los puntos de entrada	32
4.3.2 Criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de GNL	33
4.3.3 Criterios de diseño de los gasoductos de transporte	33



4.3.4 Criterios de diseño de los gasoductos dedicados al suministro de una zona geográfica	34
4.3.5 Criterios de diseño de los almacenamientos subterráneos	35
4.3.6 Análisis de inversiones y costes	35
5 Infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos	36
5.1 Necesidad de una reserva de seguridad de productos petrolíferos	36
5.2 Volumen y composición de las existencias mínimas de seguridad. Reservas estratégicas.....	37
5.2.1 Productos petrolíferos	37
5.2.2 Gases licuados del petróleo y gas natural.....	38
5.3 Almacenamiento de las reservas estratégicas.....	38
5.4 Evaluación de los costes de construcción de las infraestructuras para el almacenamiento de las reservas estratégicas	41



El presente Papel Informativo trata de sintetizar el documento que con el título "Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011. Revisión 2005-2011" fue aprobado en el Consejo de Ministros de 31 de marzo de 2006.

Elaborado por la Subdirección General de Planificación Energética del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el documento aprobado incluye una amplia información sobre las previsiones de la demanda eléctrica y de gas y los recursos necesarios para satisfacerla, y establece con carácter vinculante las redes de transporte de electricidad y gas a construir en el período comprendido en la planificación, describiéndose pormenorizadamente cada una de ellas y se realizan las estimaciones económicas correspondientes.

Antecedente y base del nuevo documento es la "Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011" aprobada en 2002. Pero, y tal como ya preveía, es necesaria la actualización de las previsiones, con el objetivo de corregir las desviaciones detectadas y de incorporar las nuevas necesidades detectadas.

Los objetivos de la revisión son la identificación de las desviaciones en la previsión de la evolución energética, la actualización de la previsión de la demanda eléctrica y gasista y su cobertura, la revisión de la planificación de las redes de transporte de gas y electricidad, identificando los proyectos que presentan desviaciones respecto de la planificación anterior, así como aquellos otros que estaban en estudio o condicionados al cumplimiento de ciertos hitos y que actualmente ya pueden definirse con precisión y, por último, se plantean nuevas instalaciones que resulta urgente incluir en la planificación como consecuencia de los incrementos de la demanda.

En primer lugar se contempla de forma general los objetivos y aspectos generales de la planificación energética.

A continuación se analiza la previsión de la evolución energética española y ofrece una visión global del balance energético en el período de análisis.



En los dos siguientes bloques se desarrollan los aspectos fundamentales de los sectores eléctrico y gasista.

El último punto está dedicado a la planificación de infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos, establecida en la Ley del sector de hidrocarburos.



1. La Planificación Energética, aspectos generales y objetivos

Los sectores energéticos constituyen por sí mismos una parte muy importante de la actividad económica. No obstante, su mayor relevancia reside en que suponen servicios imprescindibles para la vida diaria de los ciudadanos y en que incorporan un valor estratégico innegable al resto de los sectores de la economía, en los que por naturaleza constituyen un factor determinante de su propia competitividad. No hay duda de que la energía debe constituir un elemento dinamizador del resto de la economía y nunca llegar a convertirse en obstáculo para su crecimiento. Por ello, el suministro energético en condiciones óptimas de seguridad, calidad y precio, todo ello sin olvidar la protección del medio ambiente, es un objetivo irrenunciable en la definición de una política energética.

Es en este contexto en el que se debe situar la verdadera dimensión de la labor de previsión de las necesidades energéticas futuras y de las actuaciones que es necesario llevar a cabo para asegurar su debida atención.

Además la planificación en el ámbito energético presenta unas peculiaridades que sin duda caracterizan esta labor. En efecto, la prestación de servicios energéticos está condicionada por la idoneidad de la infraestructura que da soporte a esta actividad, infraestructura que requiere un largo periodo de maduración desde que se identifica la necesidad hasta su puesta en funcionamiento. La antelación y la constante adaptación de las previsiones a la realidad en evolución se convierten así en parte integrante y en herramienta imprescindible de la política energética.

Por otra parte es preciso resaltar que, hasta épocas recientes, la planificación energética tenía como objetivo diseñar un programa de obligado cumplimiento en donde se definían todas las inversiones que



habían de acometerse en el sector energético en un plazo determinado. Es decir, se establecía el conjunto de inversiones que iban a tener lugar, así como la tecnología a emplear y la retribución económica del inversor. Este modelo ha dado paso, en el nuevo marco regulador, a una planificación que contiene una parte indicativa y otra de obligado cumplimiento.

Se logra mediante esta dualidad, que la labor planificadora compatibilice la acción de la iniciativa privada con la obtención del mejor sistema desde el punto de vista del conjunto del sistema energético nacional.

Los elementos de la parte indicativa de la planificación no vinculan a los agentes respetándose el principio de libre iniciativa empresarial.

Se incluyen, entre estos elementos, previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda, los recursos necesarios para satisfacerla, la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro y los criterios de protección ambiental. Estas proyecciones se convierten en instrumento esencial al servicio de los diferentes agentes económicos que facilitan tanto la toma de decisiones de inversión por parte de la iniciativa privada como las decisiones de política energética.

Pero además, este ejercicio de previsión sirve como soporte de otros contenidos de la planificación, que sí incorporan decisiones vinculantes. En la **parte obligatoria de la planificación** se contemplan una serie de infraestructuras que necesariamente deberán acometerse en materia de instalaciones de transporte de electricidad o gasoductos de la red básica. En definitiva, las decisiones de planificación obligatoria se refieren a las grandes infraestructuras sobre las que descansa el sistema energético nacional y que permiten su vertebración. Se debe tener presente que se trata de sectores que soportan su actividad en redes de cuyo diseño, en lo que a los grandes corredores se refiere, dependen al final la racionalidad, la eficiencia e incluso la propia garantía de suministro.



Jurídicamente, la labor planificadora de la Administración está soportada legalmente por:

- La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico que establece, en su Artículo 4, que la planificación eléctrica será realizada por el Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas, señalando el alcance y carácter de la misma y
- la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos que establece, en su Artículo 4, que la planificación en materia de hidrocarburos será realizada por el Gobierno, con la participación de las Comunidades Autónomas, especificando el carácter y alcance de la misma.

2. La Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas: Revisión 2005-2011

De acuerdo con la normativa anterior, en septiembre del año 2002 fue aprobado por el Consejo de Ministros el documento "Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011". No obstante, el tiempo transcurrido desde la aprobación de la planificación ha mostrado diferencias con las previsiones de crecimiento de la demanda y de la oferta establecidas en el documento, tanto para la electricidad como para el gas natural, lo que se ha traducido en un crecimiento de la demanda superior al planificado y en una aceleración de la incorporación de las centrales de ciclo combinado y las energías renovables al mix energético.

Por tanto, y tal como ya preveía el documento de planificación aprobado en 2002, es necesaria la actualización de las previsiones, con el objetivo, no sólo de corregir las desviaciones detectadas, sino tomar en consideración la aparición de nuevas necesidades.



El alcance temporal de la actualización está limitado al período 2005-2011, manteniéndose los restantes criterios que configuraban el anterior documento.

A continuación, tras analizar la evolución reciente del consumo energético, se presenta la previsión de la evolución del sistema energético español realizada por la Subdirección de Planificación Energética del Ministerio de Industria Turismo y Comercio.

2.1 Evolución reciente del consumo energético

Las características principales de la evolución reciente del consumo energético en España son las siguientes:

- La intensidad energética¹ ha aumentado significativamente: El consumo de energía primaria creció en el periodo 1990-2004 un 54%, mientras el PIB lo hizo un 43,7%. Ello indica que la intensidad energética primaria ha aumentado significativamente.
- Se ha producido un gran cambio estructural en la demanda: Así, durante el periodo mencionado, la demanda de energía eléctrica ha aumentado un 78,8% y la de gas un 491%, mientras la de petróleo ha aumentado menos, un 48,2%, concentrándose esta última progresivamente en el transporte, al ser sustituida esta energía en otros sectores por gas y electricidad.
- Desde el año 2000, año base de la anterior prospectiva energética publicada, se ha mantenido la tendencia en el crecimiento de las intensidades energéticas finales de la última década, sin embargo ha mejorado la intensidad primaria, debido a cambios estructurales propiciados por la propia planificación, fundamentalmente derivados

¹ La intensidad energética es la relación entre el consumo de energía y el Producto Interior Bruto (PIB) y representa la cantidad de energía consumida en la obtención de una unidad de PIB.



de la penetración del gas en la generación eléctrica, con nuevas tecnologías de mayor rendimiento.

Los esfuerzos realizados desde las Administraciones Públicas para poner en marcha programas de ahorro y eficiencia energética en todos los sectores, y en particular en la industria, empiezan a dar sus frutos: la potencia instalada de cogeneración ha aumentado desde 488 MW en 1991 hasta cerca de 5800 MW en 2004. Asimismo, las inversiones y los apoyos destinados a la generación eléctrica con fuentes renovables han permitido que, aún con las fluctuaciones debidas a las de origen hidráulico, más del 20% de la electricidad generada provenga de estas fuentes, logrando, asimismo, una mejora de la eficiencia.

- A diferencia del caso español, en los países europeos más desarrollados la intensidad energética viene descendiendo desde los años 80. Esta diferencia de comportamiento, en parte, puede explicarse por dos factores:
 - el importante desarrollo económico y crecimiento del nivel de renta, que se viene registrando en España en los últimos años, superior al registrado en esos países.
 - el mantenimiento de los precios energéticos en niveles bajos desde 1985 hasta finales de los 90, lo que provocó menores inversiones en eficiencia energética, menos rentables en la situación de precios bajos, registrada en ese período.
- En el sector industrial, la necesidad de renovación tecnológica por causa de la competitividad ha inducido la rápida penetración en el sector de tecnologías eficientes energéticamente y la reducción de los consumos específicos de energía. Esta elasticidad al precio de los consumos de energía del sector industrial contrasta con la inelasticidad de los consumos energéticos para el transporte en



España que, al contrario que en otros países europeos, se concentra especialmente en el transporte por carretera, tanto de pasajeros como de mercancías, lo que representa casi un 80% del total de los consumos del sector. En el transporte privado, el aumento del parque circulante de automóviles y de los recorridos medios —estos últimos como consecuencia del aumento de la movilidad— contrarrestan las continuas mejoras técnicas en el consumo específico de los nuevos vehículos.

- El sector residencial ha incrementado los consumos de energía final desde 1990 a una tasa superior a la media del resto de sectores. El aumento del equipamiento en electrodomésticos y climatización ha provocado un importante crecimiento de los consumos de electricidad.
- Los consumos de energía del sector servicios están creciendo fuertemente en los últimos años, poniendo de manifiesto el peso creciente de este sector en la actividad económica.
- Además, se observa una tendencia al crecimiento de la intensidad energética, como consecuencia de las mejoras de equipamiento eléctrico en oficinas (ofimática y climatización) y otros edificios del sector terciario.

2.2 Previsión de la evolución energética española

2.2.1 Consumo de energía final

El consumo de energía final en España en el período de previsión se estima que crecerá el 3% anual hasta 2007 y el 2,4% anual en el periodo 2007-2011, alcanzando 125.193 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep) en 2011. Esta desaceleración del crecimiento del consumo se justifica, a pesar de la continuidad del crecimiento económico previsto, por la mejora de eficiencia energética final derivada de las medidas de ahorro previstas en la



Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4) y la progresiva saturación de algunos mercados al final del período de previsión.

Consumo de energía final					
Origen	2005		2011		% variación interanual 2011/2005
	Ktep.	%	Ktep.	%	
Carbón	2.297	2,1	2.021	1,6	-2,1
Prod. Petrolíferos	62.225	58,1	67.028	53,5	1,2
Gas	17.703	16,5	24.263	19,4	5,4
Electricidad	21.054	19,7	25.063	20,0	2,9
En. Renovables	3.750	3,5	6.818	5,4	10,5
Total	107.029	100	125.193	100	2,6

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética

Se estima que el consumo final de carbón continuará su tendencia decreciente de los últimos años, a una tasa media del 2,1% anual, dado que este consumo continuará concentrándose fundamentalmente en los sectores industriales de siderurgia y cemento, donde no se espera aumento de capacidad y continuará la sustitución por otros combustibles.

El consumo final de productos petrolíferos continuará creciendo a una tasa del 1,5% anual hasta 2007 y al 1,1% anual entre 2007-2011, derivado de la demanda del transporte. Este crecimiento es significativamente menor que el correspondiente a la energía final total y, por tanto, el petróleo está perdiendo peso en la estructura de consumos, aunque seguirá superando la mitad del total en 2011. Los combustibles del transporte registrarán una sustitución significativa por biocarburantes. El Plan de Energías Renovables 2005-2010 contempla la promoción del consumo de biocarburantes, con el objetivo de lograr que estos sustituyan el 5,83% del consumo de gasolina y gasóleo en transporte.

La ampliación de las redes de gas permitirá ampliar la disponibilidad de esta energía en todo el territorio y sus ventajas, tanto de rendimiento como de menor impacto en el medio ambiente, llevarán a que el consumo final de



gas continúe creciendo al 5,9% anual hasta 2007 y al 5,1% anual entre 2007-2011, muy por encima del conjunto de la energía final y especialmente en el primer período, debido tanto a la demanda industrial como a la del mercado doméstico-comercial. El gas continuará ganando peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 19,4% en 2011, acercándose en la estructura de consumos a la electricidad.

La demanda de energía eléctrica final se estima que aumentará a una tasa del 3,9% anual entre 2005-2007 y del 2,5% entre 2007-2011, tasas que suponen acercar su crecimiento medio anual al del PIB previsto en el periodo de planificación. Esta evolución es la esperada para un mercado más desarrollado que el actual y está ligeramente por encima de la tasa de crecimiento de la energía final total, debido al mayor crecimiento de la demanda en el sector servicios, al aumento significativo del número de hogares y al mayor equipamiento de los mismos, junto con el aumento de capacidad de sectores industriales cuyo consumo energético es fundamentalmente eléctrico.

Con respecto a las energías renovables ha considerado la previsión que figura en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, extendido hasta el 2011, por lo que se estima que alcanzarán un consumo de 6.818 Ktep en dicho año, lo que supone un crecimiento de consumos finales superior al del conjunto de la energía final, en todo el período de previsión.

En el conjunto del período de previsión, se estima que continuará la tendencia observada en los últimos años en España y en los países desarrollados, aumento de la demanda energética del transporte y servicios y menor crecimiento de la demanda industrial. En España, además, continuará el crecimiento de la demanda del sector residencial.



Consumo de energía final por sectores					
Origen	2005		2011		% variación interanual 2011/2005
	Ktep.	%	Ktep.	%	
Industria	39.172	36,6	45.589	36,4	2,6
Transporte	38.958	36,4	46.429	37,1	3,0
Usos diversos	28.898	27	33.175	26,5	2,3
TOTAL	107.029	100	125.193	100	2,6

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética

2.2.2 La intensidad energética final

Para el conjunto de energía final, se espera un descenso de la intensidad energética (consumo de energía final/PIB) del 2% entre 2005 y 2011, pasando de 175,7 a 172,1 tep/millón € a precios de 1995. Esta evolución supone un importante cambio de tendencia con respecto a la registrada entre 1990-2005 (crecimiento del 11% en el total). Este cambio de tendencia cabe atribuirlo a la mejora de eficiencia derivada de la estrategia E4 junto con los efectos de saturación de algunas demandas al final de período.

La intensidad eléctrica final (consumo de electricidad/PIB) baja ligeramente en el periodo 2005-2011 (0,3% en total), lo que supone un importante cambio con relación al período precedente (27,9% de crecimiento entre 1990-2005).

Analizando el ratio del consumo de energía final por habitante, se espera un crecimiento del 1,7% medio anual, valor muy inferior al registrado en el período 1990-2005, un 2,7% medio anual.

El consumo eléctrico por habitante crecerá un 2% medio anual en el período frente al crecimiento del 3,7% entre 1990-2005, alcanzando en 2011 el valor de 6.216 kWh/hab. y año, desde los 5.504 kWh/hab. y año actuales.



2.2.3 Consumo de energía primaria

El consumo de energía primaria en España crecerá a una tasa media del 2% anual entre 2005 y 2011, alcanzando un total de 164.735 Ktep en el último año del período. Esta tasa de crecimiento de la energía primaria es inferior a la de la energía final, 2,6 %, debido al mayor rendimiento de la estructura de generación eléctrica prevista. Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final no eléctrico, los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica) y las pérdidas.

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

El consumo de petróleo sólo crecerá ligeramente, debido a su crecimiento en el transporte y a su sustitución por gas en generación eléctrica, aunque se mantiene como la principal fuente de abastecimiento energético.

El consumo de carbón bajará tanto en consumos finales como en generación eléctrica, especialmente a partir de 2007.

La demanda total de gas natural en 2011 se estima en 40.530 Ktep. Es la energía primaria que más crece, con un aumento del 5,1% anual hasta 2007 y del 6% entre 2007 y 2011, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 24,6% en 2011. Se estima que el crecimiento de la demanda será continuo en todo el período de previsión, dado que coincidirá la progresiva saturación de algunas demandas finales en la segunda mitad del período, con el aumento de la generación eléctrica con gas.



La energía nuclear se mantendrá prácticamente constante, lo que significa que su peso en el consumo total de energía primaria se irá reduciendo a lo largo del período.

Las energías renovables, incluyendo la hidráulica, contribuirán en 2011 al balance total con 20.552 Ktep. Esta cifra supone un 12,5% del total de energía demandada en dicho año, en línea con el objetivo de política energética previsto en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, en el escenario energético de eficiencia.

Consumo de energía primaria						
Origen	2005		2011		% variación interanual 2011/2005	
	Ktep.	%	Ktep.	%		
Carbón	21.350	14,6	13.956	8,5	-6,8	
Petróleo	72.476	49,6	74.553	45,3	0,5	
Gas natural	29.076	19,9	40.530	24,6	5,7	
Nuclear	15.001	10,3	15.145	9,2	0,2	
Energías renovables	8.402	5,7	20.552	12,5	16,1	
Saldo elect. (imp - exp)	-117	-0,1	0			
Total	146.188	100	164.735	100	2,0	

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética

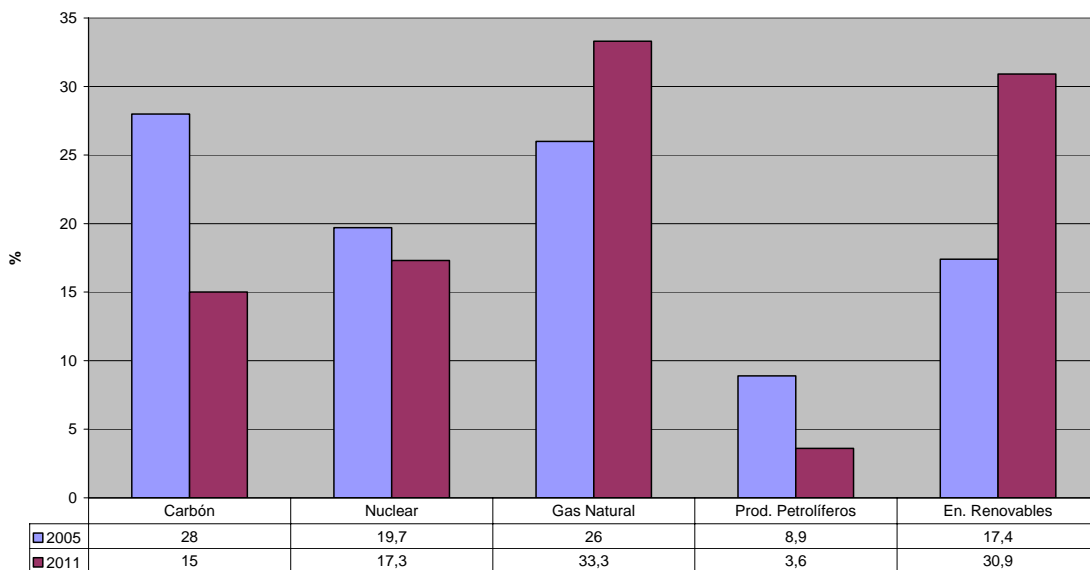
2.2.4 Generación eléctrica

La estructura de generación registrará un cambio importante en el período de previsión, continuando el proceso de cambio del tradicional peso dominante del carbón y la energía nuclear al predominio del gas natural y las energías renovables. Esta evolución supone no sólo la sustitución de energías primarias sino también de tecnologías de generación, pasando a ser el ciclo combinado de gas la dominante. La introducción del gas natural en Baleares y Canarias, desplazando la actual generación eléctrica con productos petrolíferos, tendrá consecuencias positivas tanto en mejoras de la eficiencia energética, como en reducción de emisiones contaminantes específicas.



En lo referente a las energías renovables, se considera la previsión de generación eléctrica y consumo en términos de energía primaria que figura en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, extendido al período de previsión. En conjunto, la generación con renovables, en año hidráulico medio, alcanzará el 30,9% de la generación bruta total en 2011.

Estructura de generación
(% sobre generación bruta)



Fuente: Subdirección General de Planificación Energética.

2.2.5 Intensidad energética primaria

Para el consumo de energía primaria en España, se espera una mejora del 5,6% en la intensidad energética entre 2005 y 2011, con un valor final de 226,4 Tep/millón € a precios de 1995, alcanzando niveles similares a los de 1990. Esta evolución supone un importante cambio de tendencia desde el crecimiento continuo registrado en la última década y que, como síntesis de lo detallado por sectores, cabe atribuir a la mejora de eficiencia derivada de las nuevas tecnologías de generación eléctrica, así como los efectos de la estrategia E4, junto con los de saturación de algunas demandas al final de período.



En generación termoeléctrica no nuclear el rendimiento medio en 2000 fue del 41,3%, mientras en 2005 fue del 45%. En 2011 este rendimiento medio térmico alcanzará una cifra próxima al 50% para un año hidráulico medio. En generación eléctrica total y en términos de energía primaria, en 2000 se emplearon 202 tep/GWh bruto, 185 tep/GWh bruto en 2005 y en 2011 se estima que se emplearán aproximadamente 172 tep/GWh bruto.

Analizando el ratio del consumo de energía primaria por habitante, se espera un crecimiento del 1,1% anual medio en el período de previsión, muy inferior al 2,4% anual medio del período 1990-2005.

3. Previsión de la demanda eléctrica

3.1 Evolución de la demanda

Durante los últimos años la demanda de energía eléctrica en barras² de central, ha experimentado un crecimiento muy fuerte, alcanzando un incremento acumulado del 55% en la década 1995-2004. Causas de este importante aumento del consumo eléctrico, que están ligadas al crecimiento económico y de la población, son:

- El incremento de las tasas de actividad y de empleo.
- El notable incremento del nivel de renta de los consumidores, que se manifiesta en un alto crecimiento del equipamiento en los sectores doméstico y terciario.
- El mantenimiento del consumo en el sector industrial.
- La bajada prolongada de precios de la energía eléctrica en los últimos años.

² La demanda en barras de central incluye la energía vertida en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y del saldo de los intercambios internacionales; no incluye, por tanto, el autoconsumo (consumo directamente abastecido por producción propia). Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo (energía final de electricidad) habría que detraer las pérdidas originadas en las redes de transporte y distribución.



Es de destacar que la demanda está creciendo a unos ritmos superiores a lo que lo está haciendo el Producto Interior Bruto. Así durante el periodo 1990-2004 la demanda ha crecido a un ritmo medio interanual del 4,0% y en el periodo 1995-2004 del 5,0%. En el caso del PIB, estos crecimientos han sido del 2,6% y 3,3%, respectivamente. De esta situación se deduce un aumento del consumo eléctrico por unidad de PIB, sobre todo en los últimos años, en contraste con la evolución observada en la mayoría de los países europeos.

Evolución del PIB y de la demanda eléctrica peninsular en b.c.

Año	PIB (Tasa de crecimiento respecto al año anterior)	Demanda eléctrica peninsular (TWh)	Demanda eléctrica peninsular (Tasa de crecimiento respecto al año anterior)
1990	3,8	135	5,2
1991	2,5	140	3,6
1992	0,9	141	1,0
1993	-1,0	142	0,1
1994	2,4	146	3,3
1995	2,8	152	3,8
1996	2,4	156	2,9
1997	3,9	162	3,9
1998	4,3	173	6,6
1999	4,0	184	6,5
2000	4,1	195	5,8
2001	2,8	206	5,4
2002	2,2	212	2,9
2003	2,5	226	6,8
2004	2,7	235	4,1
2005	3,4(*)	246	4,3

(*) INE. Contabilidad Nacional de España base 2000

Fuente: INE, Contabilidad Nacional de España base 1995 y REE

No obstante, con los datos disponibles hasta 2002 para el conjunto de los países europeos, los valores de consumo per-cápita en España son todavía inferiores a los de países de nuestro entorno, tales como Francia y Gran Bretaña, hacia cuyo nivel de renta la economía española está en periodo de convergencia.



3.2 Previsiones de demanda eléctrica 2005-2011

3.2.1 Previsiones de demanda eléctrica peninsular

La previsión de demanda eléctrica en b.c. estima que para el periodo 2005-2011 se producirá un incremento medio anual de la demanda del 2,7%, que según la evolución del entorno - económico, régimen hidrológico, temperaturas, etc. - podría oscilar entre un 3,1% y un 2,4%. Estos valores son menores al promedio interanual registrado en el periodo 1998-2004, 5,2%, como consecuencia, principalmente, del previsible impacto de las medidas de mejora de eficiencia energética asociadas a la estrategia E4 y su plan de acción.

Este incremento supondría pasar de un consumo de 235 TWh en 2004 a 290 TWh en 2011.

Previsión de la demanda y de las puntas extremas en invierno y verano.						
Año	Demanda (TWh)	Tasa de crecimiento respecto al año anterior	invierno	Tasa de crecimiento respecto al año anterior	verano	Tasa de crecimiento respecto al año anterior
2005	247	5,0	43.100		39.300	
2006	255	3,4	44.800	3,9	40.700	3,6
2007	264	3,5	46.300	3,3	42.200	3,7
2008	272	3,1	47.900	3,5	43.700	3,6
2009	277	1,9	49.700	3,8	45.200	3,4
2010	284	2,2	51.400	3,4	46.900	3,8
2011	290	2,1	53.300	3,7	48.700	3,8

Fuente: SGPE y REE

La evolución prevista de las puntas extremas prevé que de 43.100 MW de potencia máxima posibles en invierno de 2005 sea posible alcanzar los 53.300 MW en 2011 y en verano se contempla la posibilidad de alcanzar en 2011 48.700 MW frente a los 40.700 MW de 2005. En ambos casos implica un incremento medio del 3,1% anual.

Estas cifras recogen los valores máximos que tendría que afrontar el sistema eléctrico peninsular en una situación crítica, y que corresponden al



escenario superior de crecimiento de demanda, combinado con rachas de temperaturas extremas históricas, es decir, los valores de las rachas de temperatura más fría en invierno y más calurosa en verano habida en el periodo histórico. La cobertura de estos valores permitiría asegurar una adecuada calidad de suministro en el sistema eléctrico peninsular.

3.2.2 Previsiones de demanda eléctrica extrapeninsular

En las Islas Baleares se espera que la demanda anual prevista en barras de central (b.c.) pase de menos de 5.800 GWh en el año 2005 a 7.745 GWh en 2011, previéndose una punta de potencia anual en b.c. en el año 2011 de 1.563 MW.

En las Islas Canarias se prevé un crecimiento interanual de la demanda en b.c. del 5,2% pasando de los 8.511 GWh. en 2005 a 11.559 GWh en 2011. El crecimiento interanual de la punta de potencia anual variará del 4,8% del sistema grancanario al 7,2% del sistema gomero.

La demanda eléctrica estimada en Ceuta prevé pasar de 183 GWh en 2005 a 377 GWh en 2011; la potencia punta en dicho periodo pasaría de 31 MW a 68 MW.

En Melilla la demanda eléctrica pasará de 166 GWh en 2005 a 275 GWh en 2011; la potencia punta en dicho periodo pasaría de 29 MW a 52 MW.

3.3 Cobertura de la demanda eléctrica

3.3.1 Cobertura de la demanda peninsular

La potencia instalada a finales de 2004 se cifra en 66.784 MW. Teniendo en cuenta los coeficientes de disponibilidad de las diferentes tecnologías, esta potencia representa 42.502 MW de potencia disponible del sistema. Para garantizar la cobertura de la punta extrema de potencia demandada en 2011, estimada en 53.300 MW, se considera que es preciso incrementar la



capacidad de generación en régimen ordinario³ en 14.000 MW, además del incremento de la capacidad de generación del régimen especial que se estima en más de 18.000 MW.

De acuerdo con los datos disponibles a 30 de septiembre de 2005, las solicitudes de estudio de conexión a la red para la instalación de nueva generación eléctrica suman más de 60.000 MW de ciclos combinados y más de 35.000 MW en régimen especial, por lo que no parece que existan problemas para disponer de la generación necesaria para la cobertura de la demanda.

No obstante, no es posible conocer por anticipado qué cantidad de esta nueva potencia entrará realmente en servicio ni cuando lo hará, ya que su construcción puede retrasarse por razones económicas, administrativas o medioambientales, por lo que es necesario prestar una especial atención a los programas concretos de construcción de nuevas centrales.

³ Se considera agente productor de energía eléctrica a toda aquella persona física o jurídica que tiene la función de generar energía eléctrica, así como construir, operar y mantener las centrales de producción.

La actividad de producción de energía eléctrica tendrá 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. Autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético. Se considera agente autoprodutor de energía eléctrica a toda aquella persona física o jurídica que genere electricidad fundamentalmente para su propio uso.

Se entiende que un autoprodutor genera electricidad para su propio uso, cuando autoconsume, al menos, el 30% de la energía eléctrica producida por él mismo, si su potencia instalada es inferior a 25 MW y, al menos, el 50% si su potencia instalada es igual o superior a 25 MW.

- b. Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
- c. Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.
- d. También tendrá la consideración de producción en régimen especial la producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

Son agentes productores de energía eléctrica en régimen ordinario aquellos que no están incluidos en el régimen especial.



En la siguiente tabla presenta la potencia instalada prevista en las diferentes comunidades autónomas peninsulares, en la que se recogen las propuestas y solicitudes de agentes y administraciones.

Potencia instalada prevista por cada CC.AA (MW)				
Comunidad Autónoma	2005		2011	
	Régimen ordinario	Régimen especial	Régimen ordinario	Régimen especial
Andalucía	8.546	1920	9.500	5.940
Aragón	3.425	3388	4.226	10.216
Asturias	3.500	490	7.500	1.200
Cantabria	389	371	1.699	430
Castilla-La Mancha	3.120	2835	3.241	6.760
Castilla y León	7.153	2744	9.252	7.574
Cataluña	8.910	1823	9.110	5.296
Extremadura	4.105	169	5.705	650
Galicia	5.417	3158	6.587	7.760
La Rioja	808	257	808	310
Madrid	56	452	2.846	900
Murcia	698	258	3.320	2.090
Navarra	780	1300	1.600	1.936
País Vasco	3.257	752	2.800	1.540
Comunidad Valenciana	4.322	731	7.576	4.360
Total en MW	54.486	20.648	75.780	56.962

Fuente: CC.AA.

Como parámetro indicativo de las necesidades de potencia del sistema se utiliza el índice de cobertura, calculado como el cociente entre la potencia disponible del equipo generador y la punta de potencia prevista cada año, estimando que el valor mínimo deseable del índice de cobertura debe estar en torno al 1,10.

Para el régimen especial se considera una potencia disponible en torno al 35% de la potencia instalada debido al autoconsumo de la cogeneración que no se cede al sistema eléctrico y el menor número de horas de funcionamiento de las instalaciones que emplean energías renovables, en relación con el resto de generación.



Los estudios de cobertura recogen la evolución de la potencia instalada mínima necesaria en el sistema. En los balances de potencia se indica la potencia disponible, el margen de reserva y el índice de cobertura del sistema, mientras que en los balances de energía, se indican las tecnologías de generación y su participación.

El equipo instalado actualmente, con las bajas establecidas y pese al incremento previsto en el régimen especial, resulta insuficiente para garantizar la cobertura de la demanda, siendo necesaria la entrada en servicio de nuevo equipo generador en régimen ordinario.

Las siguientes tablas presentan los balances de potencia y energía respectivamente del sistema eléctrico peninsular. Los datos de 2005 son provisionales.

Balance de Potencia Peninsular (MW). Punta Extrema. Año hidráulico seco.				
Tecnología	2004	2005	2007	2011
Hidráulica	16.657	16.657	16.657	17.657
Térmica nuclear	7.876	7.876	7.716	7.783
Ciclos combinados	8.020	10.020	17.640	28.020
Resto térmica convencional	18.734	18.495	16.639	11.478
Eólica	8.351	9.653	13.000	20.000
Resto régimen especial	7.146	7.207	9.040	12.800
Potencia instalada total	66.784	69.908	80.692	97.738
Potencia disponible total	42.502	45.100	51.385	59.808
Punta extrema	43.378	43.100	46.300	53.300
Margen	-876	2.000	5.085	6.508
Índice de Cobertura	0,98	1,05	1,11	1,12

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética y REE



Balance de energía peninsular (GWh). Escenario central. Año hidráulico medio.				
Tecnología	2004	2005	2007	2011
Hidráulica	29.678	19.555	29.177	32.124
Térmica nuclear	63.606	57.539	60.913	58.115
Ciclos combinados	28.974	47.915	57.761	74.701
Resto térmica convencional	84.055	87.738	65.845	47.788
Eólica	15.584	19.937	30.384	46.094
Resto régimen especial	29.450	30.181	32.441	43.991
Total Producción bruta	251.347	262.865	276.521	302.813
Intercambios internacionales	-3.082	-1.352	0	0
Autoconsumo y bombeos	13.204	15.880	12.239	13.128
Demanda bc	235.061	245.633	264.282	289.685

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética y REE

3.3.2 Cobertura de la demanda extrapeninsular

Mientras que el sistema eléctrico peninsular está conectado al resto de los sistemas eléctricos europeos, los sistemas eléctricos extrapeninsulares al ser sistemas aislados, toda la reserva de capacidad debe residir en los propios sistemas. Por ello el cálculo de la capacidad de generación necesaria en los sistemas se realiza aplicando una metodología diferente.

Conforme a la planificación realizada, en el año 2005, todos estos sistemas muestran que sus reservas de capacidad son insuficientes (valor del margen de cobertura negativo). Sin embargo, según el plan, en el año 2008 se habrá alcanzado en todos los sistemas un nivel adecuado de reservas.

3.4 Criterios de desarrollo de la red de transporte eléctrico

Los desequilibrios entre la generación y la demanda en distintas zonas peninsulares obligan a transportar la energía desde las zonas excedentarias a las deficitarias. Como consecuencia de estos transportes entre regiones se producen pérdidas, además de obligar a realizar inversiones en redes que



soporten estos flujos de energía y eviten potenciales congestiones de éstas y, por tanto, las restricciones técnicas en la operación del sistema.

La ubicación geográfica de las nuevas centrales de generación en las zonas preferentes puede aportar importantes ventajas de tipo económico, como son la reducción de las pérdidas de transporte, la eliminación de restricciones técnicas, al lograr un mayor equilibrio entre generación y demanda en las distintas zonas geográficas y, por último, evitar inversiones derivadas de estos transportes entre zonas.

Se expone a continuación una clasificación indicativa de localización geográfica preferente de la nueva generación, en la que se valoran los aspectos previamente mencionados.

Localización geográfica preferente de la nueva generación.							
Subzona	Pot. Solicitada Total RO+RE (31/03/2005)	Pérdidas	Restric.	Colapso tensión	Desequilibrios	Necesidad refuerzos	Preferencia
Galicia	3.935	1	1	1	1	1	1 Baja
Asturias	3.392	1	1	1	1	1	1 Baja Baja
Castilla y León	13.749	2	1	1	1	2	2 Media
Cantabria	2.330	2	2	3	3	2	2 Media
País Vasco	3.041	2	2	3	3	2	2 Baja
Navarra	1.557	2	1	1	1	2	2 Baja
Rioja	2.187	2	1	1	1	2	2 Baja
Aragón	10.193	2	1	1	1	1	1 Alta
Cataluña	9.279	3	3	3	2	2	2 Alta
Com. Valenciana	7.922	4	3	3	3	2	2 Baja
Murcia	3.814	2	1	2	1	1	1 Baja
Extremadura	3.214	2	1	1	1	3	3 Muy Alta
Madrid	7.198	4	4	4	4	4	4 Media
Castilla-La Mancha	6.965	4	2	2	2	4	4 Alta
Andalucía	19.719	3	4	3	3	2	2 Alta
Total	98.495						

Fuente: REE.

3.5 Programa de instalaciones de la red de transporte eléctrico

Una red de transporte y evacuación adecuada al sistema de generación planificado es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema. Por



ello el plan prevé una amplia serie de actuaciones de refuerzo y ampliación de la red que contemplan las siguientes categorías generales:

- Mallado de la red de transporte, que incluye actuaciones que proporcionan un desarrollo estructural de la red.
- Desarrollo de las interconexiones internacionales.
- Apoyo a la demanda, que incluye las actuaciones asociadas al refuerzo del interfaz entre los distintos niveles de transporte y apoyo al transporte-distribución.
- Conexión local de nueva generación, que incluye las actuaciones puntuales imprescindibles para asegurar la conexión de cada uno de los generadores.
- Red asociada al programa de Red Ferroviaria de Alta Velocidad.
- Alimentación a las desaladoras.
- Refuerzo de instalaciones actuales: repotenciación.

3.6 Estimación económica de las actuaciones previstas en la Red de Transporte Eléctrico Peninsular

En el anexo I del capítulo 8 del documento de referencia se recoge una detallada descripción de las instalaciones de la red de transporte programadas en el periodo 2005-2011.

En la tabla siguiente se presenta la estimación de los costes para el sistema (actualizados a 31 de diciembre de 2004) asociados a las actuaciones previstas:



Coste Total en M€. Periodo 2005-2011									
CCAA	COSTE LÍNEAS (M€)				COSTE SUBESTACIONES (M€)				Coste Total Ponderado (M€)
	Tipo A	Tipo B1	Tipo B2	Tipo Ponderado	Tipo A	Tipo B1	Tipo B2	Tipo Ponderado	
Andalucía	425,76	17,91	0,00	349,56	432,89	55,83	6,61	376,21	725,77
Aragón	113,95	47,89	14,38	119,43	88,80	36,00	34,44	99,38	218,80
Asturias	79,34			63,47	124,89			99,91	163,38
C. Valenciana	438,72	3,33	10,36	355,75	263,86	26,44		224,31	580,05
Cantabria	35,52	4,67	0,28	30,83	21,22	41,05	22,79	44,33	75,17
Castilla-La M	89,61	2,24		72,81	133,25	19,83		116,51	189,32
Castilla y Leó	97,58	0,50		78,31	49,35	29,66	13,48	58,36	136,67
Cataluña	263,18	12,57	7,01	218,93	404,01	45,57	6,61	347,97	566,91
Extremadura	79,16		14,04	67,54	63,76		47,05	65,13	132,66
Galicia	68,52	3,67	0,10	56,68	37,84	13,22	22,79	43,72	100,40
Madrid	402,78	67,01	0,02	355,73	292,31	184,26	36,00	336,78	692,51
Murcia	29,19			23,35	82,59			66,07	89,42
Navarra	45,68			36,54	29,09			23,27	59,81
País Vasco	79,67	0,30		63,89	33,31	11,65		32,47	96,36
La Rioja	5,73			4,59	11,65			9,32	13,91
TOTAL	2.254,38	160,10	46,18	1.897,41	2.068,82	463,51	189,76	1.943,74	3.841,15

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética

En la tabla se recogen los costes por comunidad autónoma en función del tipo de actuación y considerando que en función de que su ejecución esté o no condicionada al cumplimiento de alguna condición previa, las actuaciones se clasifican según los siguientes "tipos":

- Tipo A: Actuaciones programadas sin ningún tipo de condicionante.
- Tipo B1: Actuaciones condicionadas con probabilidad alta-muy alta.
- Tipo B2: Actuaciones condicionadas con probabilidad moderada.

El reparto del coste total en función de las distintas motivaciones es el siguiente: el 66% corresponde al mallado de la red de transporte, interconexiones internacionales y apoyo a distribución; el 7% a la alimentación del TAV y el 27% está motivado por la evacuación de nueva generación tanto de régimen especial como ordinario.



4. Previsión de la demanda de gas

4.1 Evolución de la demanda en el periodo 1999-2004

El consumo de gas en España se ha multiplicado por 1,8 en los últimos cinco años. Con este incremento ha continuado el aumento de la participación del gas natural en la matriz energética nacional, que ha pasado, entre 1999 y 2004, del 11,3% al 17,4% del consumo total de energía primaria.

Aun así, el consumo de gas en España continúa lejos de la media de los países de la UE, donde el gas representa en torno al 25% de la energía primaria. Todavía quedan importantes sectores de los mercados doméstico, comercial e industrial sin servicio de gas natural.

En lo que se refiere a la generación eléctrica, es previsible que la mayoría de las nuevas unidades térmicas utilicen gas natural como combustible.

La demanda de gas natural en España, durante el periodo 1999-2004, ha registrado una tasa media anual acumulativa de crecimiento próxima al 13%.

El número total de usuarios atendidos a finales del año 2004 superó los 5,6 millones, un 47% más que en 1999.

En la tabla siguiente se presenta la evolución del consumo de gas natural, segregado por mercados, durante el periodo 1999-2004.



Evolución de la demanda de gas en España 1999-2004						
GWh	1999	2000	2001	2002	2003	2004
DOMÉSTICO-COMERCIAL	31.918	34.222	40.183	42.855	47.301	51.483
INDUSTRIAL	134.928	151.124	159.022	172.758	188.071	201.917
GENERACIÓN ELÉCTRICA	7.674	10.379	12.731	27.400	40.022	66.093
TOTAL	174.519	195.724	211.935	243.013	275.393	319.493

Fuente ENAGAS

4.2 Previsiones de demanda 2005-2011

La demanda de gas en el sistema peninsular y Baleares, se establece como resultado del sumatorio de las demandas doméstica, comercial, industrial y para ciclos combinados.

Se prevé que la demanda de gas alcance los 508.320 GWh en el horizonte del año 2011, con un incremento medio anual acumulado del 5,16% en el período analizado.

Evolución de la demanda de gas del sistema peninsular y Baleares							
GWh	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011
D. doméstico/comercial (GWh)	55.100	58.900	62.500	66.835	70.418	74.113	77.585
D. industrial + CCTT convencionales	222.000	231.000	242.300	252.340	261.772	272.239	283.123
Demanda convencional	277.100	289.900	304.800	319.175	332.190	346.352	360.708
Demanda ciclos combinados	98.700	108.696	107.720	112.320	125.450	128.290	147.612
TOTAL DEMANDA (GWh)	375.800	398.596	412.520	431.495	457.640	474.642	508.320
TOTAL DEMANDA Gm 3 (n)	32,3	34,3	35,5	37,1	39,3	40,8	43,7

Fuente ENAGAS

4.3 Criterios de cobertura de la demanda de gas

La planificación obligatoria del sistema de gas natural tiene por objeto asegurar la cobertura de la demanda de gas natural, con unas condiciones de seguridad adecuadas y al menor coste posible.



Para ello habrán de definirse las necesidades de cada uno de los elementos del sistema gasista:

- Los puntos de entrada
- La capacidad de almacenamiento de gas natural licuado (GNL)
- La red de gasoductos de transporte
- La red de gasoductos dedicados al suministro de una zona geográfica
- Los almacenamientos subterráneos

Teniendo en cuenta que la retribución de la inversión supone la mayor parte de los costes de las actividades de regasificación, transporte y almacenamiento subterráneo, la optimización de la inversión a medio y largo plazo es la pieza clave para obtener los objetivos anteriormente citados, debiéndose tener en cuenta que, especialmente en el caso de los gasoductos de transporte, hay unas economías de escala muy importantes que deben aplicarse considerando además, las elevadas tasas de crecimiento que se esperan para la demanda de gas en el horizonte del plan.

Asimismo, es necesario resaltar que en un ámbito geográfico como el español, una adecuada distribución de las entradas de gas, tanto en situación como en capacidad de entrada, permite, al reducir al mínimo la distancia media a recorrer por el gas natural, maximizar la capacidad de transporte de las infraestructuras existentes.

Finalmente, el mallado adecuado de la red permite, sin sobrecostes relevantes, mejorar la seguridad de suministro, ante eventuales interrupciones del transporte, a todos aquellos centros de consumo que puedan ser suministrados desde dos o más puntos.



4.3.1 Criterios de diseño de los puntos de entrada

La capacidad global de entrada al sistema 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.
- La cobertura, en caso de fallo total de una 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.
- La existencia de una sobrecapacidad suficiente, en torno al 10%, para asegurar la cobertura de la demanda ante la eventualidad de que la demanda punta de gas crezca durante varios años seguidos a un ritmo superior al previsto.

Para atender estos objetivos están previstas las siguientes actuaciones:

- Ampliación de la capacidad de los puntos de entrada existentes.
- Incorporación al sistema de dos nuevas plantas de regasificación, en Sagunto y Reganosa, que se encuentran en fase avanzada de construcción.
- Entrada en funcionamiento de una nueva conexión internacional con Francia por Irún.
- Se añadirán los nuevos puntos de entrada considerados en este plan: la nueva planta de regasificación del Musel (Asturias) que incrementa



la entrada de gas en la cornisa cantábrica y la nueva conexión internacional con Argelia, a través del proyecto denominado Medgaz

- Se incrementará la capacidad de almacenamiento subterráneo.

La elección de los puntos de entrada se ha realizado con el objetivo de acercar los puntos de entrada a las zonas de consumo en aquellas áreas que se encontraban más alejadas, en tanto que las fechas de puesta en operación se han acomodado a la evolución de la demanda. En cuanto a las capacidades de entrada y su evolución se ha definido teniendo en cuenta que la inversión global en el sistema se minimiza cuando desde cada entrada se cubre la demanda de su zona de influencia y se deja una capacidad de trasvase razonable desde o hacia las zonas colindantes.

4.3.2 Criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de GNL

Para hacer frente a posibles contingencias meteorológicas (cierres de puertos) es preciso disponer de la adecuada capacidad de almacenamiento. La tendencia actual, es que cada una de las plantas de regasificación llegue a disponer de 10 días de autonomía de producción.

4.3.3 Criterios de diseño de los gasoductos de transporte

Los gasoductos de transporte suponen una parte relevante de la inversión que se efectúa en el sistema gasista español. Por ello, la retribución asociada a los mismos representa una parte importante de los costes que deben cubrir los peajes aplicados, siendo por tanto importante el que las inversiones que se realicen estén justificadas desde el punto de vista de seguridad del sistema gasista y de cobertura de nuevas demandas.

Asimismo, el diseño de los gasoductos de transporte, que a su vez debe estar íntimamente ligado al de los puntos de entrada, debe estar guiado por los criterios de minimizar la distancia media de transporte y de definir los diámetros de los gasoductos que permitan vehicular el gas necesario con



unos márgenes operativos razonables, debiendo compatibilizarse con el aumento del mallado de la red, dadas las ventajas que éste proporciona desde el punto de vista de la seguridad del suministro a los consumidores finales.

4.3.4 Criterios de diseño de los gasoductos dedicados al suministro de una zona geográfica

Los criterios anteriores son también aplicables a los gasoductos dedicados al suministro a su zona geográfica de influencia, si bien en este caso la cantidad de gas a transportar por estos gasoductos dependerá fundamentalmente de la demanda de gas existente en su zona de cobertura.

Por otra parte, es necesario conciliar el interés social de promover el desarrollo en las zonas de menor demanda con el objetivo de evitar un aumento excesivo de costes que, al ser repercutidos a las tarifas y peajes, reduzcan la competitividad de la economía española.

Este análisis justifica la necesidad de que, en los casos en que los costes asociados a las infraestructuras de transporte propuestas supongan una carga excesiva para el conjunto del sistema por no estar justificados por la demanda que deben atender, se deba considerar la gasificación de las citadas zonas mediante gasoductos de transporte secundario.

Atendiendo a los criterios económicos establecidos, en los casos en los que los costes marginales añadidos al sistema por un proyecto sean menores o iguales a los ingresos aportados por el mercado a atender, el proyecto en cuestión es incorporado a la planificación obligatoria, en tanto que en los casos en que el mercado justificado de una zona de nueva atención proporcione al sistema menos ingresos que costes marginales, el proyecto únicamente se incorporaría si recibiera la subvención de capital necesaria para igualar los costes marginales a los ingresos.



4.3.5 Criterios de diseño de los almacenamientos subterráneos

La capacidad de almacenamiento subterráneo incluida en la planificación obligatoria tiene por objeto garantizar la posibilidad de disponer de las reservas de gas que en cada momento contemple la normativa vigente, por ello, es necesario promover el estudio y desarrollo de la mayoría de las estructuras que a priori puedan resultar viables, con independencia de su ubicación geográfica.

4.3.6 Análisis de inversiones y costes

En la siguiente tabla se muestran las inversiones en infraestructuras necesarias para cumplir los objetivos de la planificación.

Inversiones totales en infraestructuras gasistas								
Infraestructura	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Total horizonte
Gasoductos	176	288	484	505	323	168	41	1.984
Plantas de regasificación	328	331	395	455	368	289	143	2.309
Estaciones de compresión	57	56	88	123	104	9		438
Almacenamientos subterráneos	2	41	332	419	224	70	83	1.171
Total	563	716	1.300	1.503	1.018	536	267	5.902

Millones de euros corrientes

Fuente ENAGAS

El coste medio por kWh regasificado, transportado y almacenado experimentaría un crecimiento medio anual acumulativo a lo largo del periodo analizado del 7,1% en términos nominales y del 5,1% en términos reales, considerando una inflación anual constante situada en el 2%.

No obstante lo anterior, el impacto de este crecimiento estimado del coste de la actividad de transporte en el precio del gas para el consumidor final, se verá mitigado por el peso relativo que el coste de esta actividad representa en el coste total del sistema gasista. Así, de los 6.900 millones de euros de coste total del sistema gasista en el año 2005, el coste



imputable a la actividad de transporte se situó en torno a los 800 millones de euros, es decir, aproximadamente un 11,5% del coste total del sistema.

5. Infraestructuras de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos

5.1 Necesidad de una reserva de seguridad de productos petrolíferos

La necesidad de mantener determinados volúmenes de crudo y productos petrolíferos resulta evidente si se tiene en cuenta que en España:

- el petróleo representa en la actualidad el 51% de la demanda de energía primaria y el gas natural el 16%,
- el grado de autoabastecimiento de petróleo y gas natural en nuestro país es inferior al 1% y
- la situación geográfica, que dificulta las conexiones internacionales en materia energética.

Ello ha llevado a considerar de interés público el almacenamiento de productos petrolíferos para garantizar el suministro a nivel nacional y se han establecido medidas reguladoras que aseguren dicho abastecimiento nacional.

En el nuevo marco regulador, que siguió a la desaparición del Monopolio de Petróleos, esta necesidad se plasmó en:

- El establecimiento de un sistema centralizado y único para la gestión y mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad



- La creación de una entidad (la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos - CORES) específicamente dedicada a la constitución, mantenimiento y gestión de una parte de las existencias mínimas de hidrocarburos y al control de las que deben mantener los sujetos obligados.

5.2 Volumen y composición de las existencias mínimas de seguridad. Reservas estratégicas.

La normativa distingue entre los productos petrolíferos por una parte y los gases licuados del petróleo y el gas natural por otra.

5.2.1 Productos petrolíferos

La legislación española establece unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 90 días de consumo o ventas de productos petrolíferos, para cada uno de los tres grupos siguientes:

- Gasolinas
- Destilados medios (Querosenos y gasóleos)
- Fuelóleos

Las materias primas, crudo de petróleo y productos semirrefinados, se computan, según sus rendimientos equivalentes, en los tres grupos anteriores.

Se consideran reservas estratégicas la tercera parte de las existencias mínimas de seguridad, esto es, un volumen equivalente a 30 días (45 días a partir de 2007) de consumo o ventas.

Las existencias mínimas de seguridad se establecen por una doble vía:



- El CORES está obligado a mantener las reservas estratégicas, es decir 30 días de ventas o consumos (45 días a partir de 2007).
- Los operadores autorizados a distribuir al por mayor productos petrolíferos en territorio nacional; toda empresa que desarrolle una actividad de distribución al por menor de carburantes y combustibles no adquiridos a operadores; y los consumidores de carburantes y combustibles, en la parte no suministrada por los operadores, están obligados a mantener existencias mínimas de seguridad equivalentes a 60 días de ventas o consumos (45 días a partir de 2007).

5.2.2 Gases licuados del petróleo y gas natural

La ley establece, en cuanto a los gases licuados del petróleo se refiere, unas existencias mínimas de seguridad de veinte días de las ventas o consumos; y en gas natural de treinta y cinco días de sus ventas o consumos firmes.

Cuando se trata de gases licuados del petróleo estarán obligados a mantener existencias mínimas de seguridad los operadores al por mayor de este producto así como los comercializadores o consumidores que no adquieran el producto a operadores autorizados.

En cuanto a las existencias mínimas de seguridad de gas natural están obligados a su mantenimiento los transportistas que incorporen gas al sistema, los comercializadores y los consumidores cualificados que hagan uso del derecho de acceso y no se suministren de un comercializador autorizado.

5.3 Almacenamiento de las reservas estratégicas

Para determinar las necesidades de almacenamiento de reservas estratégicas, se han tenido en cuenta las previsiones de demanda del consumo de dichos productos en el referido periodo, el aumento del número



de días que constituyen las reservas estratégicas de acuerdo con el Real Decreto 1716/2004, la composición de las mismas con crudos y productos terminados, el almacenamiento del que ya dispone CORES y los proyectos actuales de construcción de almacenamiento de reservas estratégicas.

En la tabla siguiente están reflejadas las ventas de los productos petrolíferos a lo largo de los últimos seis años desglosados por tipos de productos.

Evolución de las ventas de productos petrolíferos sujetos a la obligación de constituir existencias mínimas de seguridad.						
PRODUCTOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTALES	49.682	51.604	53.148	53.856	55.849	57.151
Gasolinas	11.250	11.183	10.848	10.708	10.271	9.671
Querosenos	2.724	2.777	2.615	2.748	3.050	3.245
Gasóleos	28.782	30.699	31.810	34.525	36.916	38.487
Subtotal destilados medios	31.506	33.476	34.424	37.274	39.966	41.732
Fuelóleos	6.926	6.945	7.875	5.875	5.612	5.748

Unidades: Productos claros en miles de m³; fuelóleos en miles de t.

NOTA: Cantidades actualizadas declaradas a la Corporación de Reservas Estratégicas en los meses comprendidos entre enero y diciembre.

Aspectos destacables de la misma son:

- Gasolinas: Disminución del consumo debido fundamentalmente al fenómeno de la dieselización (22,6% de 2000 frente el 16,9% de 2005)
- Destilados medios: Gran aumento del consumo de este tipo de productos debido al fuerte incremento de las matriculaciones de vehículos diesel y a la recuperación del consumo de queroseno de aviación después de los acontecimientos del 11 de septiembre de 2001.
- Fuelóleos: La aparición de las centrales de ciclo combinado para la generación de energía eléctrica, cuya materia prima principal resulta



ser el gas natural, así como la transformación de centrales convencionales de fuelóleos a gas natural o la desaparición de las mismas, justifican la disminución en la distribución porcentual en el consumo de este tipo de productos.

Las causas anteriormente citadas junto a las políticas medioambientales, reguladoras y económicas desarrolladas en el seno de UE han contribuido a que disminuyan tanto los consumos de los productos petrolíferos más ligeros como de los más pesados del barril de petróleo.

De acuerdo con el Plan Estratégico de CORES, se presentan en el siguiente cuadro las ventas previstas en el periodo 2005-2011.

Previsiones de ventas declaradas de productos sujetos a la obligación de construir existencias mínimas de seguridad.				
PRODUCTOS	2006	2007	2009	2011
TOTAL	58.213	59.169	61.201	63.801
Gasolinas	9.669	9.476	9.147	9.147
Querosenos	3.360	3.501	3.790	4.099
Gasóleos	39.115	40.366	42.866	45.477
Subtotal Destilados Medios	42.474	43.867	46.656	49.576
Fuelóleos	6.069	5.826	5.398	5.078

Unidades: Productos claros en miles de m³; fuelóleos en miles de t.

A partir de estos datos es posible conocer las necesidades de constitución de reservas estratégicas y de su almacenamiento. La diferencia entre dicha necesidad de almacenamiento y la existente permiten estimar el déficit o superávit de almacenamiento disponible:



Superávit/Déficit de reservas estratégicas.				
PRODUCTOS	2006	2007	2009	2011
TOTAL	-168	-1.471	-1.192	-1.548
Gasolinas	99	-169	-189	-189
Querosenos	-61	-183	-222	-265
Gasóleos	-120	-882	-602	-959
Subtotal Destilados Medios	-181	-1.065	-824	-1.224
Fuelóleos	-86	-238	-179	-135

Unidades: Productos claros en miles de m³; fuelóleos en miles de t.

Respecto de los resultados anteriores, destacar que al final del periodo de análisis existe un déficit total de 1.548.000 m³ de capacidad de almacenamiento/reservas estratégicas, desglosado en un déficit en todos los grupos de productos considerados: 189.000 m³ de gasolinas, 265.000 m³ de querosenos, 1.224.000 m³ de gasóleos y 135.000 toneladas de fuelóleos.

Los déficit indicados deberán atenderse mediante la formalización de los correspondientes contratos de arrendamiento de servicios de almacenamiento con empresas logísticas o refinerías, en instalaciones existentes o de nueva construcción, o, en su caso, mediante la construcción por la propia CORES de nuevos almacenamientos.

Respecto a la distribución entre crudo y producto, la proporción actual es de 35% para los crudos y 65% para los productos, aunque ésta podría variarse en función de las disponibilidades de almacenamiento de uno u otro tipo.

5.4 Evaluación de los costes de construcción de las infraestructuras para el almacenamiento de las reservas estratégicas

Teniendo en cuenta un coste aproximado de 100 a 120 euros/m³ de capacidad construida, en el supuesto de que el déficit anterior de 1.548.000 m³ se cubriese en su totalidad con instalaciones de nueva construcción, el coste podría situarse en el entorno de 154.800.000 – 185.760.000 euros.



Ignacio Cantalapiedra Malaguilla
Consejero Técnico
Subdirección General de Estudios y Planes de Actuación
Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
Paseo de la Castellana, 160 (28071 Madrid)
e-mail: icantalapiedra@mityc.es