

3. La situación actual

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

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

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

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

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

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

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

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

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

³ Energy Policies of IEA Countries. Spain 2001 Review.

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

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

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

3.1. Estado actual del sistema de gas natural

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

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

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

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

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

Figura 3.1.1: Estructura de la energía primaria en España

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

Fuente: MINECO

Figura 3.1.2: Estructura de la energía final en España

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

Fuente: MINECO

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

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

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

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

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

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

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

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

Fuente: Informe Anual de Sedigas 2000

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.1. La demanda de gas natural

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

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

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

Evolución de la demanda agregada

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

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

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

La demanda por segmento de mercado

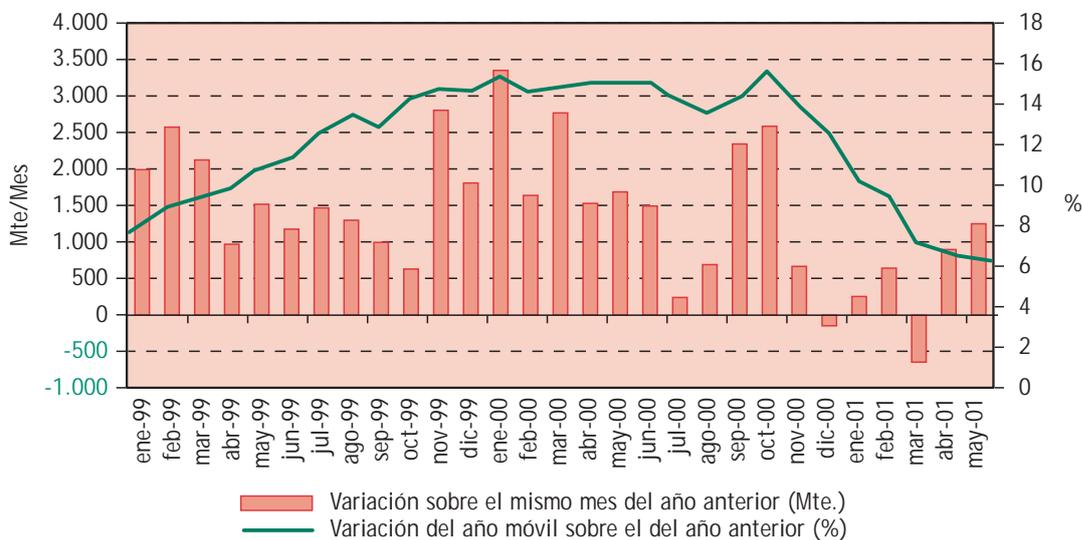
Como se ha señalado anteriormente en el mercado del gas natural cabe diferenciar, según sus usos y consumidores, tres segmentos: doméstico – comercial, industrial, y el destinado a la generación de energía eléctrica. Por sus características, dichos mercados muestran comportamientos particulares que requieren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

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

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

Fuente: ENAGAS

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



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos. MINECO

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

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

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

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

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

Evolución de la demanda doméstico-comercial

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

Figura 3.1.6: Evolución de la demanda por segmentos de mercado

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

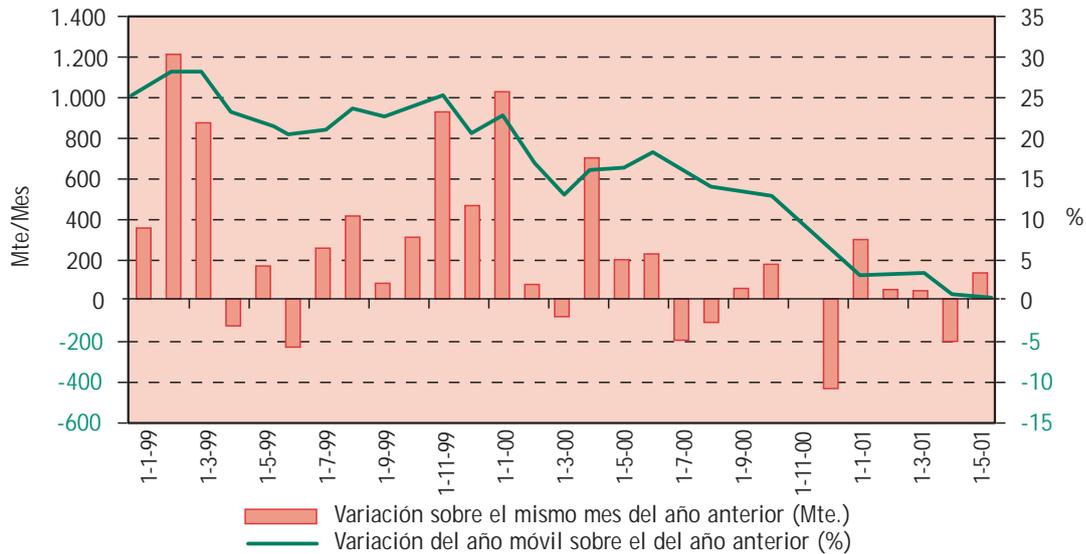
Fuente: ENAGAS, S.A.

Figura 3.1.7: Evolución de la demanda doméstico-comercial

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

Fuente: ENAGAS, S.A.

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



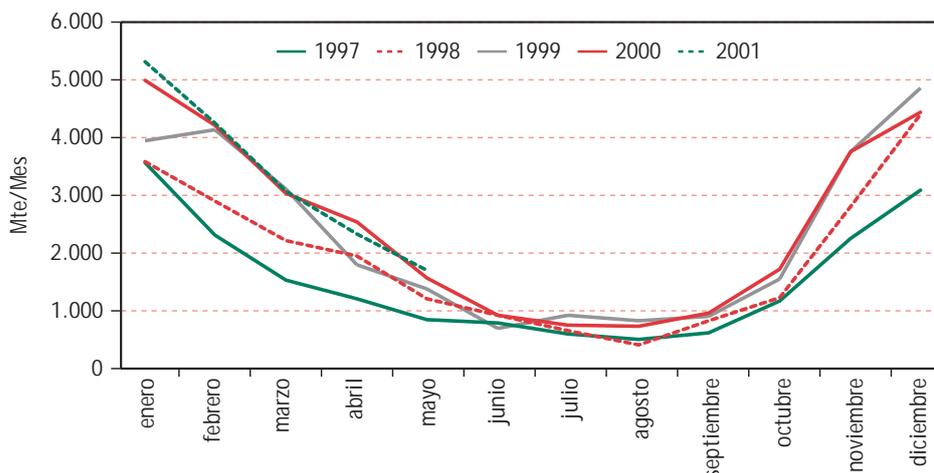
Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos y CNE

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

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

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

Figura 3.1.9: Evolución de la demanda doméstico-comercial



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos y CNE

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

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

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

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

Evolución de la demanda industrial

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

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

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

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

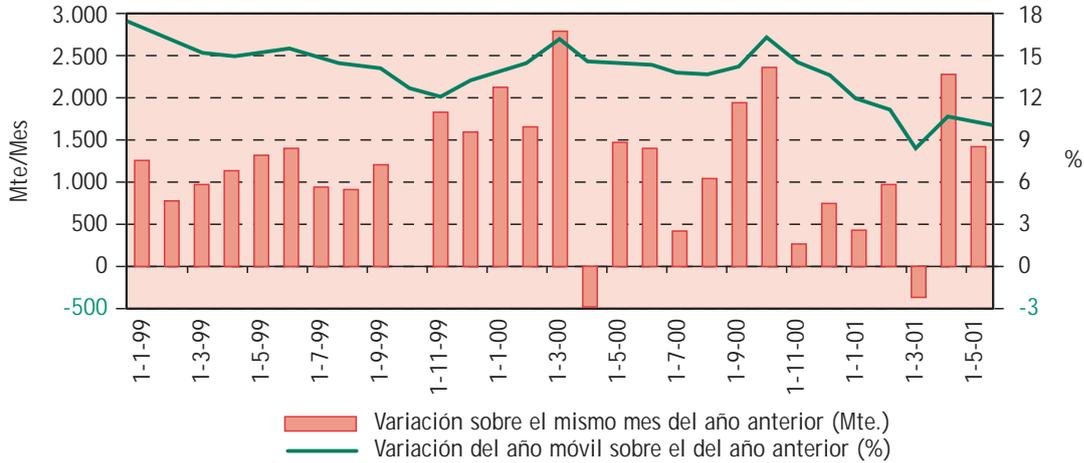
Fuente: CNE, Sedigas

Figura 3.1.11: Evolución de la demanda para usos industriales

Mercados	Demanda de gas natural industrial en Mte			Crecimiento %	
	1998	1999	2000	99/98	00/99
			Mte	% s/ total	
Industrial total	101.552	115.759	130.633	100%	14%
• Firme	79.756	92.912	103.200	79%	11%
• Interrumpible	16.267	17.598	22.208	17%	26%
• Amoníaco	5.529	5.249	5.225	4%	0%

Fuente: ENAGAS, S.A.

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



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos y CNE

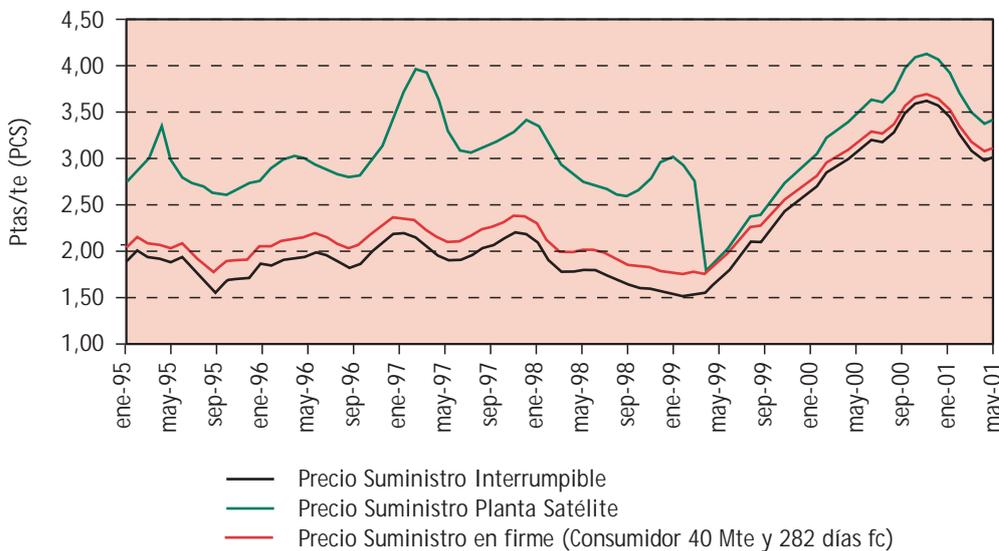
Dentro del mercado industrial el consumo firme es el más importante y supone el 79% del total, correspondiendo un 17% a los suministros interrumpibles y el resto al consumo destinado a la producción de amoníaco.

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

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

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

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



Fuente: CNE

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

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

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

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

Fuente: Banco de España

Demanda industrial firme

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Fuente: REE, CNE, OMEL

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

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

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

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

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

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

Demanda industrial interrumpible

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

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

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

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

Fuente: ENAGAS, S.A

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

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

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

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

Demanda para materia prima

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

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

Evolución de la demanda de generación eléctrica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Fuente: ENAGAS, S.A.

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

La demanda de gas por áreas geográficas

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

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

Área del Mediterráneo

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

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

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

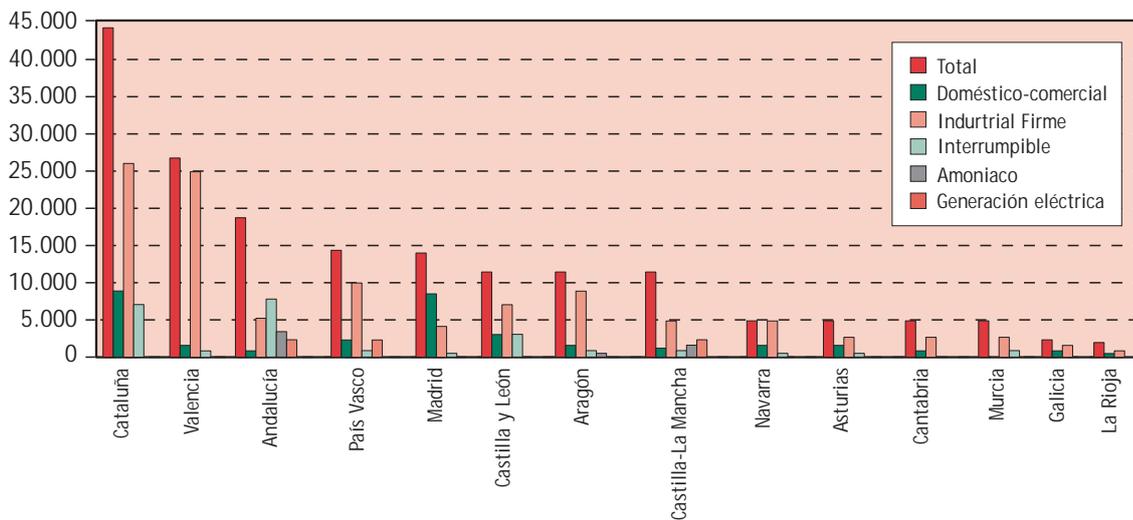
Fuente: ENAGAS, S.A.

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

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

Fuente: Compañías distribuidoras

Figura 3.1.21: Demanda por segmentos de consumo y Comunidades Autónomas



Fuentes: Compañías Distribuidoras

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

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

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

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

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

Área del Ebro

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

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

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

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

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

Área del Oeste de Haro

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El mercado liberalizado

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

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

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

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

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

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

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

Fuente: ENAGAS, S.A.

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

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

3.1.2. La oferta de gas natural

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

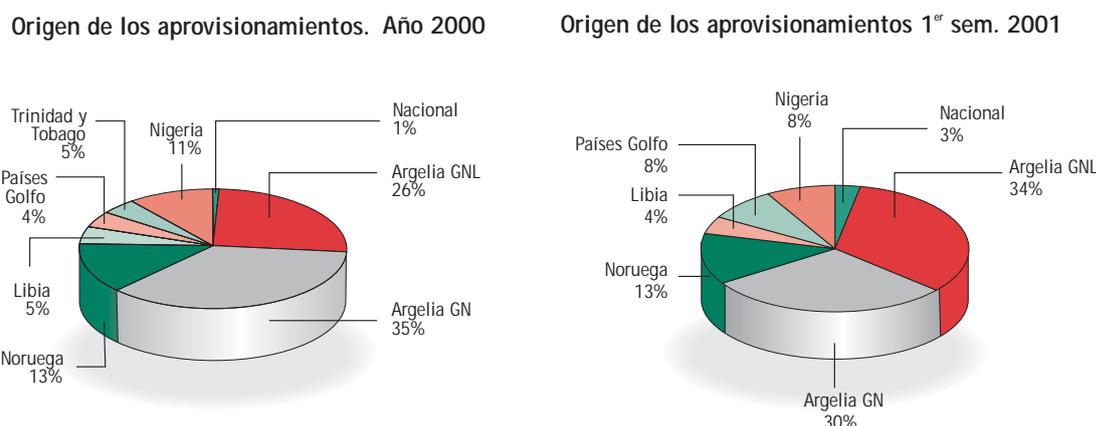
Descripción de los aprovisionamientos de Gas Natural

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

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

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

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



Fuente: ENAGAS

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

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

Fuente: Sedigas y Enagas, S.A.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Origen	Número de buques	Tipo de buque (m ³ de GNL)
Qatar	2	125.000
	4	70.000
Omán	4	125.000
Distrigas (Bélgica)	4	130.000

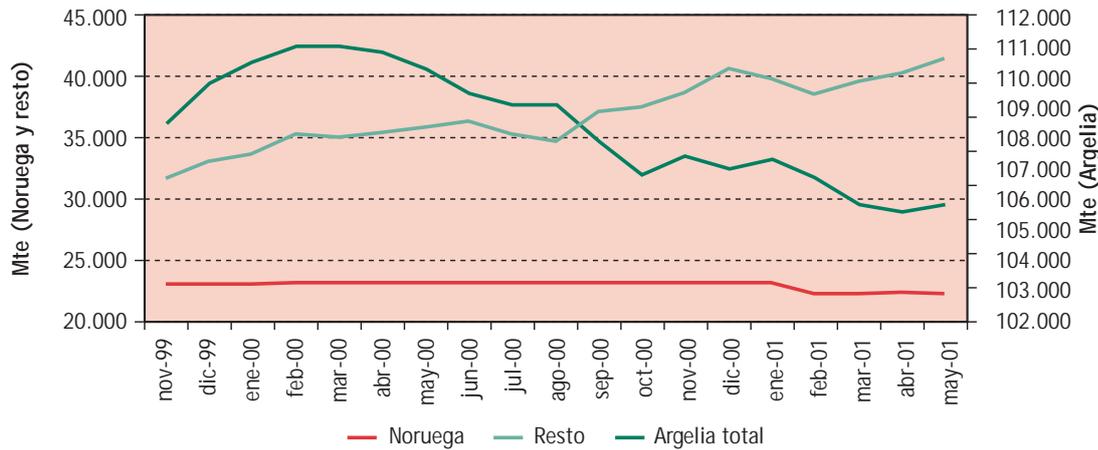
Fuente: Potten&Partners

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

Compañía	Origen	Número de buques	Tipo de buque (m ³ de GNL)	Punto de entrada
BP	Abu Dhabi	2	135.000	Huelva
	Argelia	1	35.000	Barcelona
SHELL	Adgas	1	135.000	Huelva
CEPSA	Argelia	4	35.000	Huelva

Fuente: Potten&Partners

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



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos y CNE

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

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

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

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

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

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

⁷ Según información facilitada por Potten & Partners

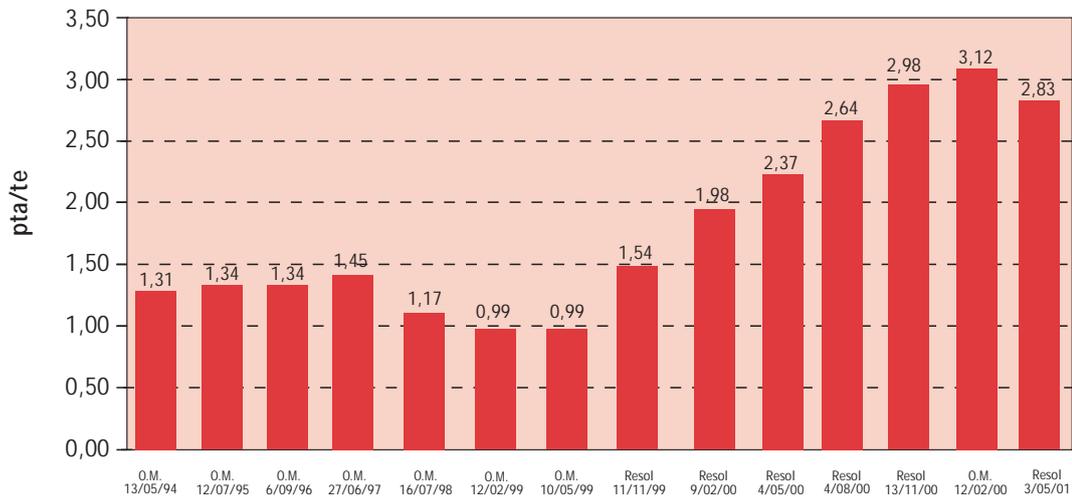
Figura 3.1.28: Fórmula aplicada para el cálculo del Coste de la Materia prima (Cmp) en las tarifas doméstico-comerciales

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

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

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

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



Fuente: BOE

La evolución del Cmp se muestra en la **figura 3.1.29**. La Orden Ministerial del 12 de febrero de 2001 modificó la fórmula de cálculo del Cmp para adaptarla a las variaciones en la cesta de aprovisionamientos del año 2000 y los previstos para el año 2001. Con esta disposición, se alcanza el valor más alto en la escalada de precios que se inició en mayo de 1999, pasando de 0,99 PTA/te a 3,1 PTA/te.

El nuevo régimen del sistema aprovisionamientos

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

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

Aprovisionamientos en el mercado regulado

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

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

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

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

Aprovisionamiento del mercado liberalizado

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

Implicaciones del nuevo sistema de aprovisionamiento

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

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

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

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

3.1.3. Las infraestructuras actuales de gas natural

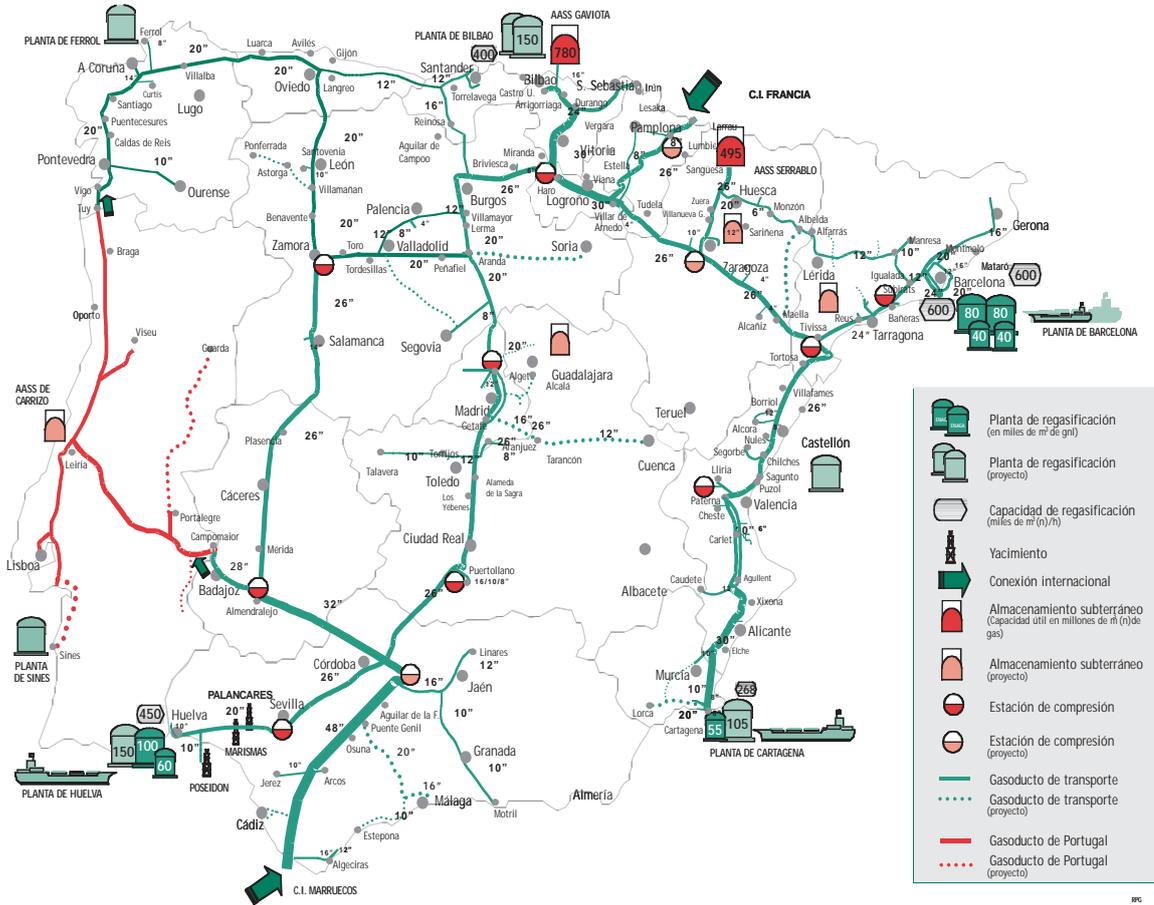
A continuación se describe la situación actual de las infraestructuras de gas natural.

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

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

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

Figura 3.1.30: Mapa de infraestructuras



Fuente: CNE

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

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

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

Plantas de Regasificación

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

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

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

Figura 3.1.31: Capacidad actual de las plantas de regasificación españolas

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

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

Fuente: Enagas

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

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

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

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

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

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

Gasoductos de conexión internacional

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

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

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

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

Fuente: Enagas

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

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

Yacimientos de gas nacionales

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

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

Figura 3.1.33. Capacidad de producción de los yacimientos de gas

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

Fuente: Enagas

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

Gasoductos de transporte

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

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

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

Figura 3.1.34. Empresas propietarias de la red de transporte

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

Fuente: CNE

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

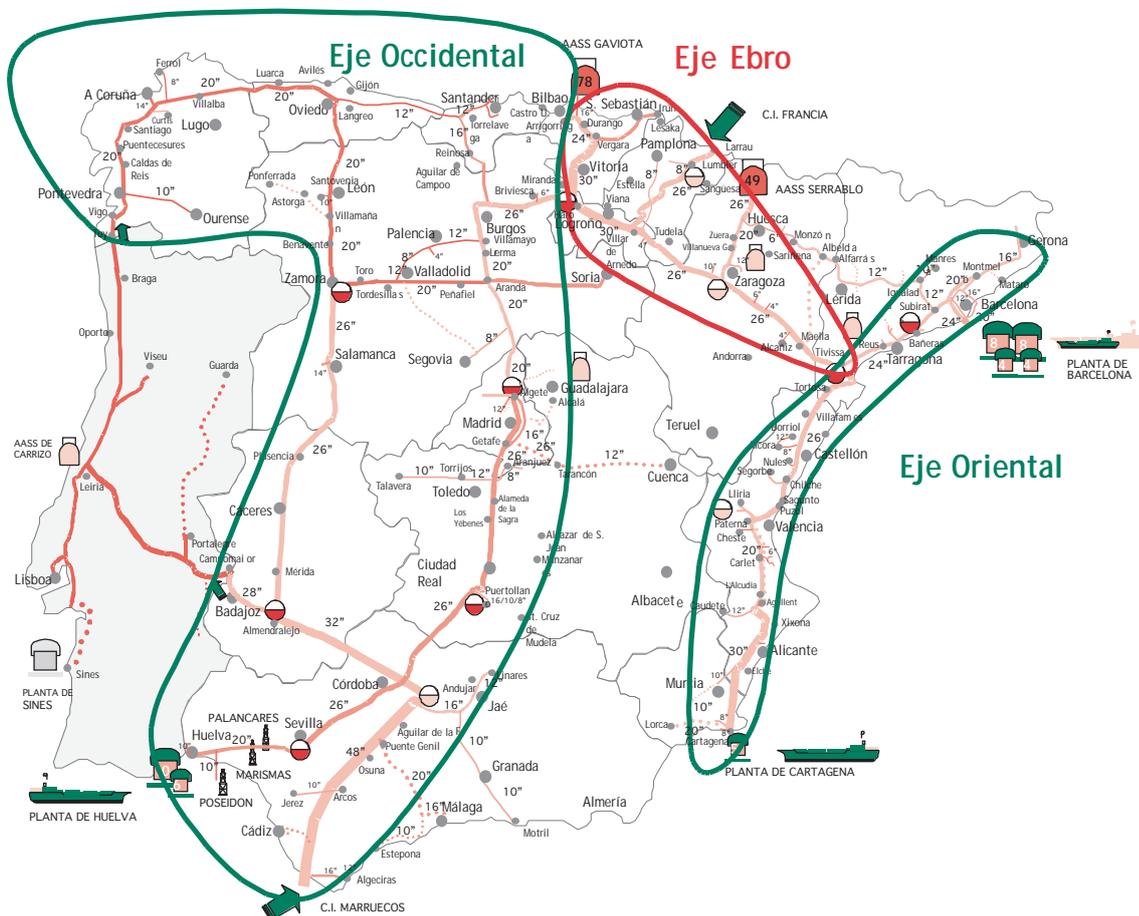
El sistema de transporte de gas natural, desde el punto de vista de su operación, se puede dividir en tres ejes fundamentales separados por las estaciones de compresión de Tivissa y Haro:

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

- Eje del Ebro: Tivissa-Haro. Separado por estas estaciones de compresión de los otros dos, con aportaciones desde la conexión internacional de Larrau, conexión con Francia y desde los almacenamientos subterráneos de Serrablo y Gaviota.
- Eje Occidental: Los gasoductos al Oeste de Haro, que incluyen el Gasoducto Al Andalus y Extremadura, el Huelva-Córdoba-Madrid-Haro la Ruta de la Plata y el Tuy-Oviedo. Está alimentado por la conexión internacional de Tarifa, la Planta de GNL de Huelva y el almacenamiento subterráneo de Gaviota.

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

Figura 3.1.35. Ejes básicos de la red de transporte



Fuente: CNE

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

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

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

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

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

Gasoductos de distribución

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Almacenamientos de gas natural

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Figura 3.1.36. Almacenamientos subterráneos de gas natural

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

Fuente: Enagas

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

3.1.4. Funcionamiento del sistema gasista durante el año 2000

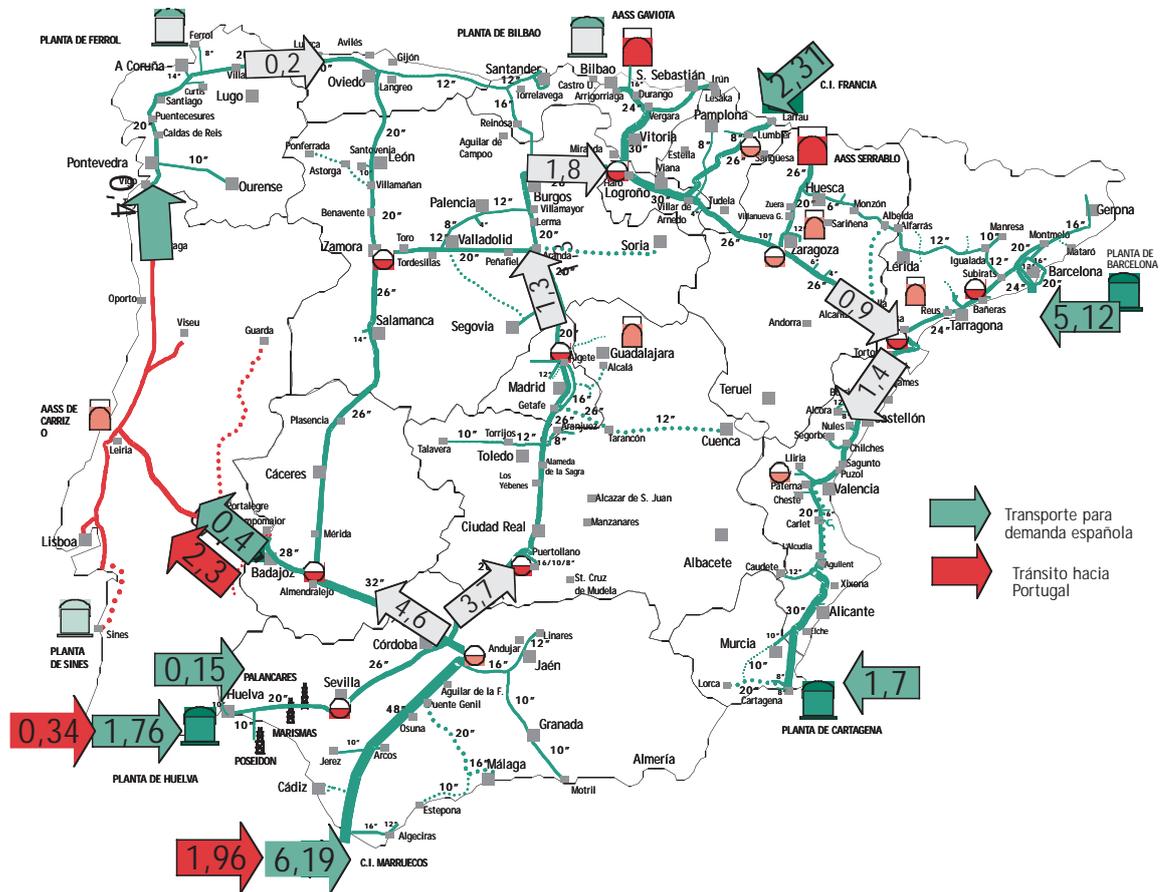
La demanda anual de gas natural en España durante el año 2000 fue de 169.201 Mte (196.781 GWh), registrándose el día 25 de enero de 2000 una demanda punta de 656 Mte/día (763 GWh/día).

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

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

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

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



Fuente: CNE

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

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

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

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

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

Figura 3.1.38. Transporte de gas en el año 2000

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

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

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

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

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

Fuente: CNE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Demanda del día punta

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

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

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

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

Fuente: CNE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- En las plantas de GNL se ha tenido en cuenta el volumen total de los tanques, descontando el nivel mínimo de GNL que debe mantenerse en todo momento en el tanque por condiciones de operación, denominado talón del tanque, que representa un 10 % de su volumen.
- En los gasoductos se ha considerado el stock útil del gasoducto, una vez descontado el volumen de gas necesario para mantener las presiones de garantía en la red de transporte.

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

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

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

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

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

Fuente: CNE

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

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

Fuente: CNE

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

Resumen de la situación actual de las infraestructuras

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

En cuanto a la cobertura de la demanda punta.

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

En cuanto a las infraestructuras de regasificación.

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

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

En cuanto a las infraestructuras de transporte.

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

En cuanto a las infraestructuras de almacenamiento.

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

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

3.2. Estado actual del sistema de energía eléctrica

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

3.2.1. Demanda de energía eléctrica

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

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

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

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

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

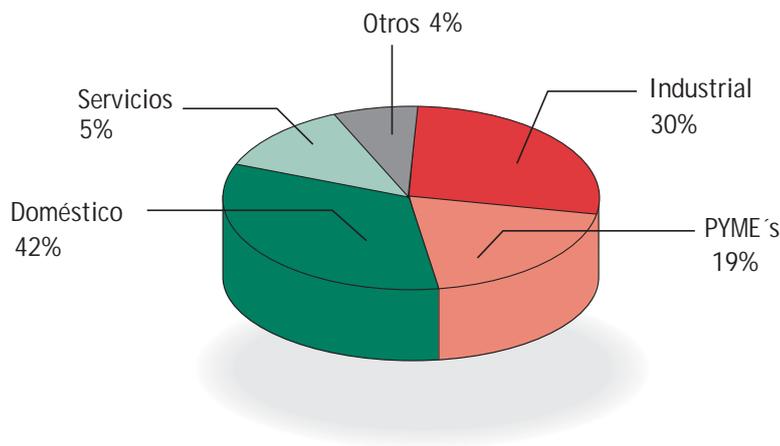
- Industrial. Incluye a grandes consumidores industriales acogidos a la tarifa G-4 a muy alta tensión, grandes consumidores industriales con suministro interrumpible, grandes consumidores industriales acogidos a la tarifa horaria de potencia y consumidores industriales con tarifa de alta tensión,
- PYME's.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

Figura 3.2.1 Evolución de la demanda peninsular

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

Fuente: REE

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



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

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

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

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

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

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

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

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

Figura 3.2.3. Balance eléctrico peninsular

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

Fuente: REE

Figura 3.2.4 Evolución de la demanda extrapeninsular

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

Fuente: REE

Figura 3.2.5. Balance eléctrico extrapeninsular

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

Fuente: REE

Figura 3.2.6 Incremento de potencia en 2000 del equipo generador

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

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

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

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

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

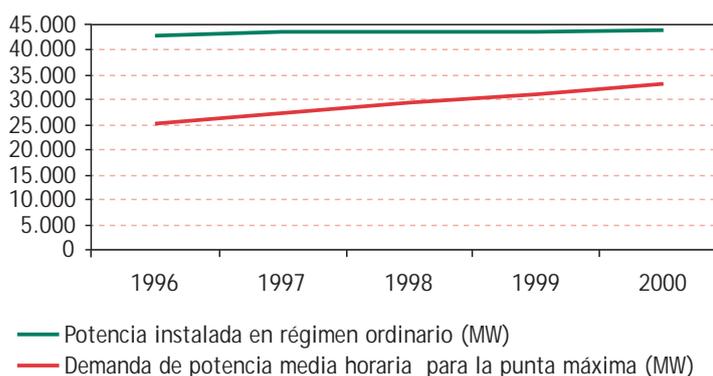
Figura 3.2.7. Balance eléctrico peninsular

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

Fuente: REE

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

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



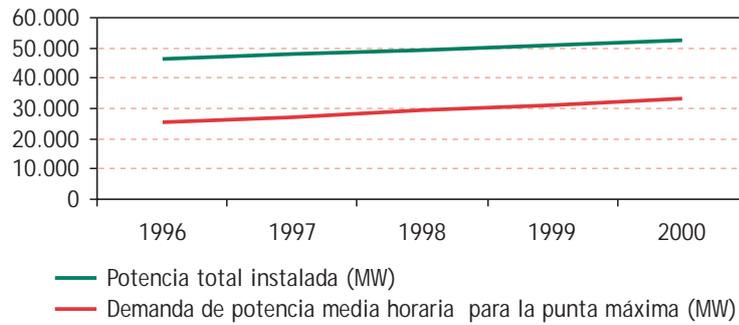
Fuente: REE

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

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

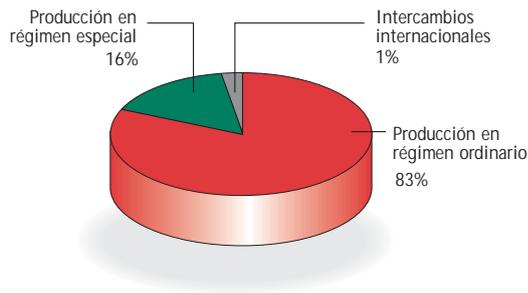
Hasta el momento, la dimensión del equipo generador peninsular ha permitido la cobertura de las demandas

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



Fuente: REE y CNE

Figura 3.2.10. Cobertura de la demanda peninsular



Fuente: REE

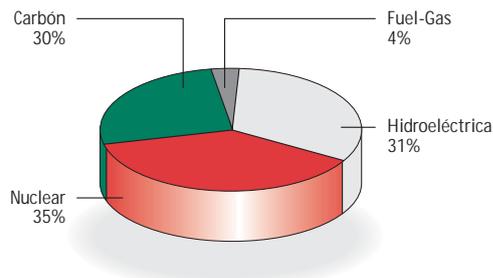
máximas de potencia, aunque continúa el proceso de acercamiento entre la punta máxima del año y la potencia instalada, tal y como se muestra en la **figura 3.2.8**.

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

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

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

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



Fuente: REE

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

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

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

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

Figura 3.2.12 Balance eléctrico extrapeninsular a 30 de junio de 2001

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

Fuente: REE y CNE

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

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

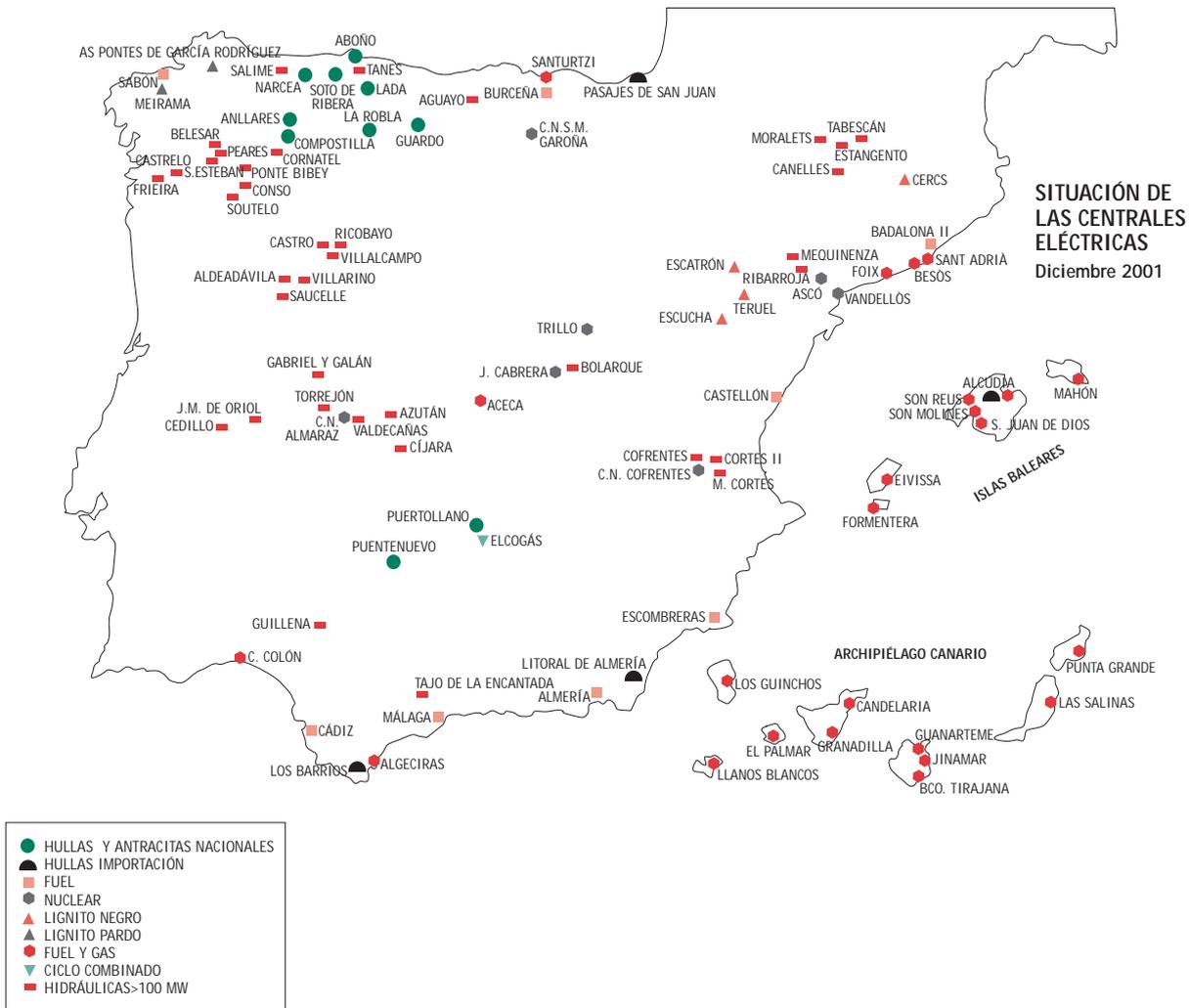
Fuente: REE

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

La potencia instalada en territorio nacional en el año 2000

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

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



Fuente: REE

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

Producción en Régimen Ordinario

Producción hidroeléctrica

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

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

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

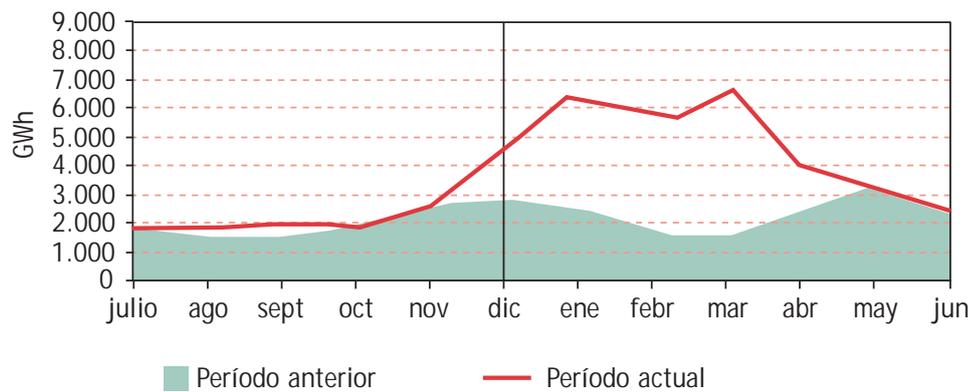
¹¹ Índice producible: cociente entre la energía producible y la energía producible media para el mismo periodo y equipo hidráulico. Energía producible: energía máxima que se puede producir con las aportaciones de un periodo en las condiciones más favorables.

Figura 3.2.15 Producción peninsular bruta por cuenca hidrográfica

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

Fuente: REE

Figura 3.2.16. Producción de energía hidráulica en el sistema peninsular



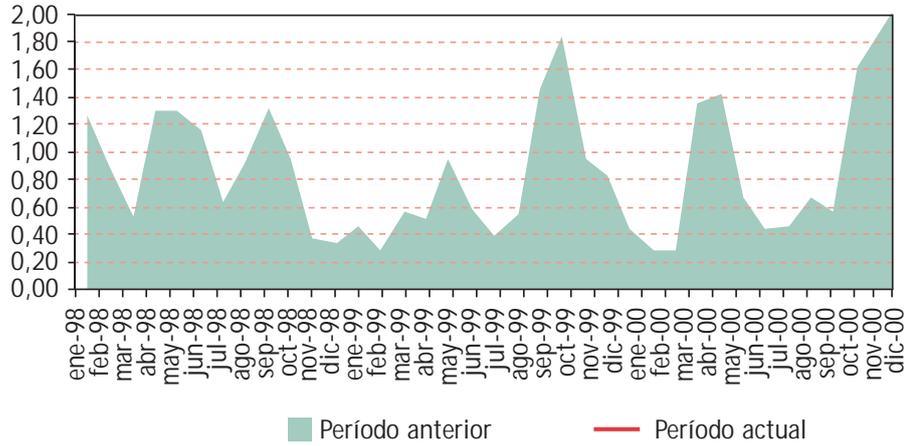
Fuente: REE

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

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

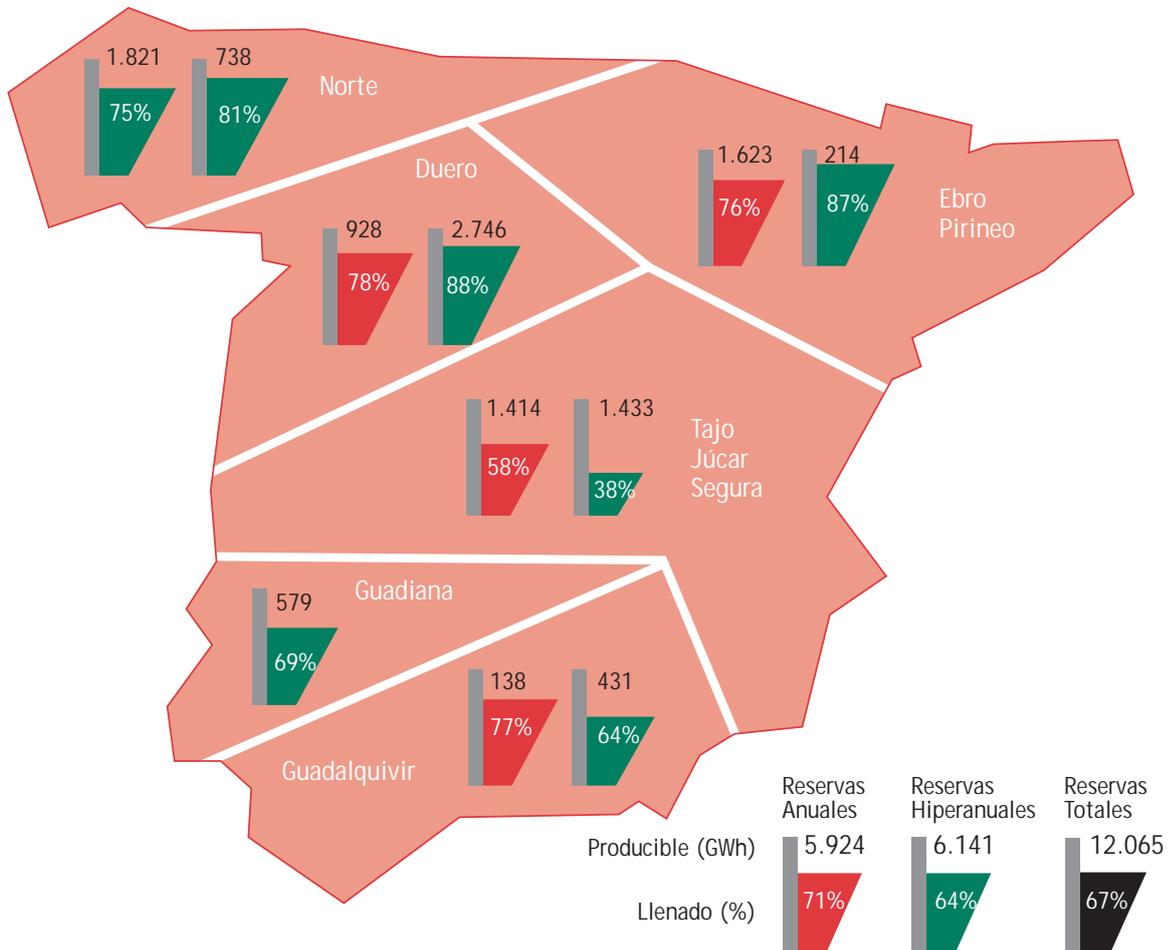
constituyen una fuente de energía de coste reducido pero cuya producción varía enormemente en función de la hidraulicidad. Se puede destacar en los últimos 10 años un abanico que oscila entre una participación de la energía hidráulica del 17% (23.522 GWh) en 1993, definido como año seco, a una participación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

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



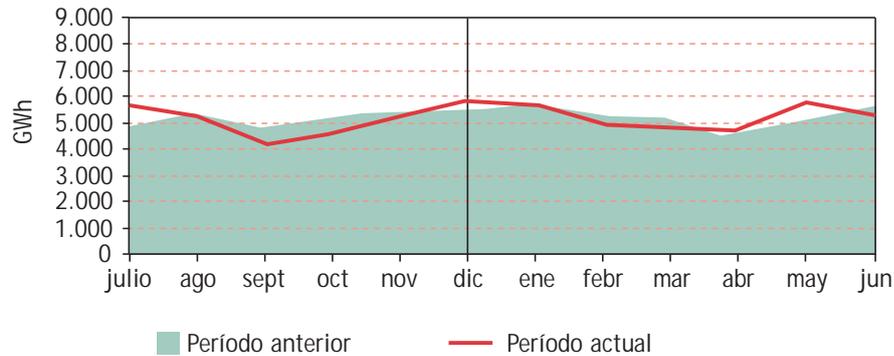
Fuente: REE

Figura 3.2.18. Reservas hidroeléctricas



Fuente: REE

Figura 3.2.19. Producción de energía nuclear en el sistema peninsular



Fuente: REE

Figura 3.2.20. Balance de producción nuclear peninsular. Año 2001

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

Fuente: REE

Producción nuclear

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

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

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

Producción térmica convencional

Peninsular

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

Figura 3.2.21. Balance de producción térmica convencional peninsular

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

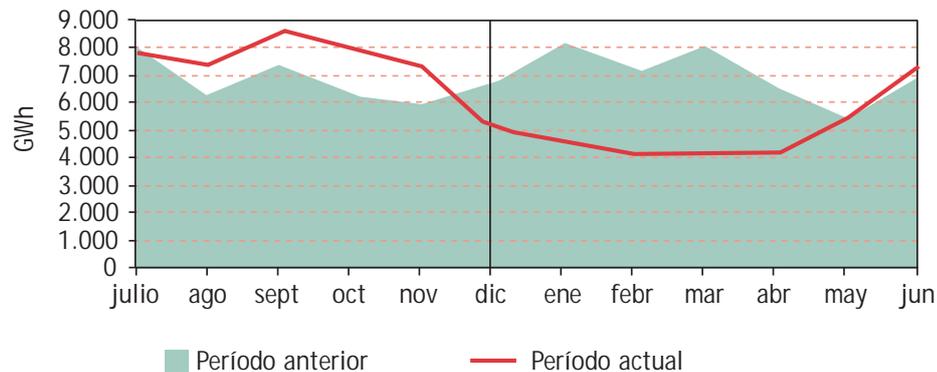
Fuente: REE y CNE

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

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

Fuente: Ministerio de Economía, REE y CNE

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



Fuente: REE

Figura 3.2.24. Índices de disponibilidad de las centrales térmicas peninsulares

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

Fuente: REE

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

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

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

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

Extrapeninsular

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

Producción en Régimen Especial

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

Figura 3.2.25. Potencia térmica instalada en el sistema extrapeninsular

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

Fuente: CNE

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

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

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

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

Energía procedente de cogeneración

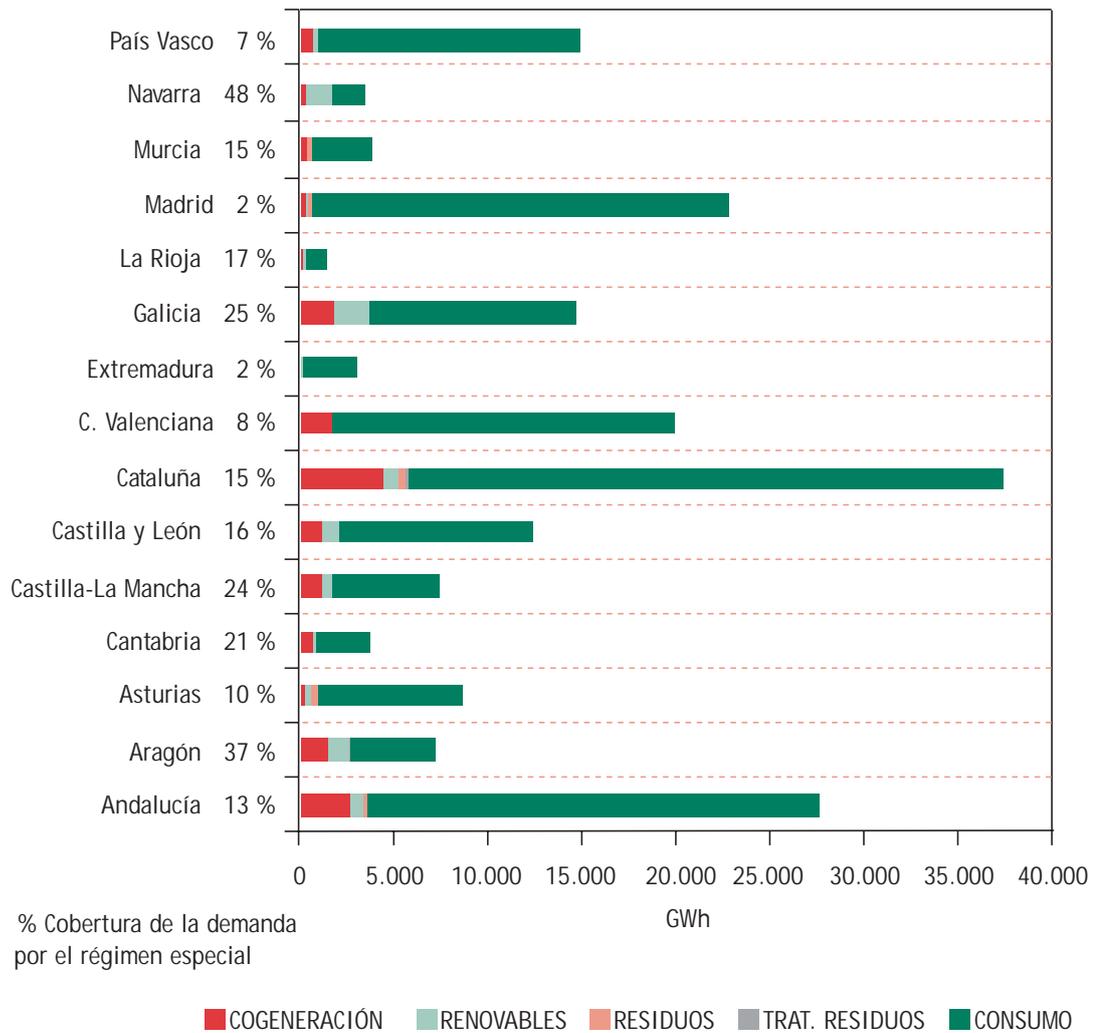
Durante el año 2000, las ventas de energía producida a través de cogeneración han sido de 16.716 GWh, un 0,8% inferiores a las ventas efectuadas en el año 1999. Se han incorporado 75 nuevas instalaciones de gas natural, mientras que en el resto de los combustibles el aumento de potencia ha sido poco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

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

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

Fuente: CNE y REE

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



Fuente: CNE y REE

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

Energía eólica

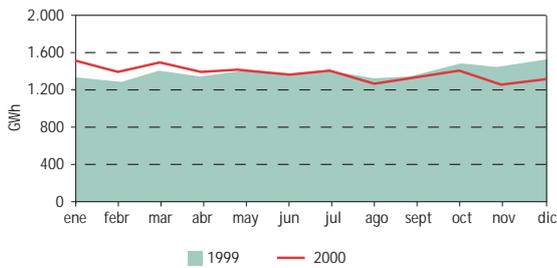
La producción de energía eólica sigue siendo la de mayor crecimiento dentro del régimen especial,

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

Energía minihidráulica

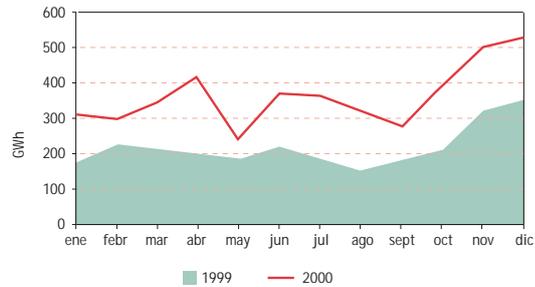
Debido fundamentalmente a la elevada hidraulicidad (índice producible de 0,9) del año 2000 respecto a la de 1999 (índice producible de 0,68), la producción aumentó un 3%, distinguiendo entre el incremento experimentado por la producción de instalaciones hidráulicas de potencia igual o inferior a 10 MW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

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



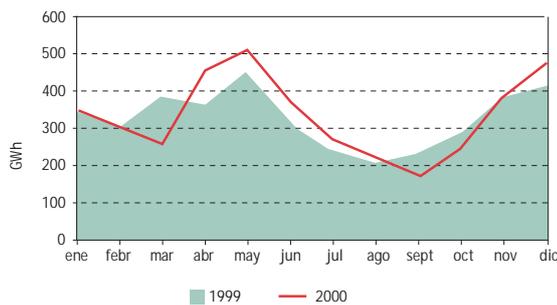
Fuente: CNE

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



Fuente: CNE

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



Fuente: CNE

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

3.2.3. Infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica

Descripción general de la red de transporte

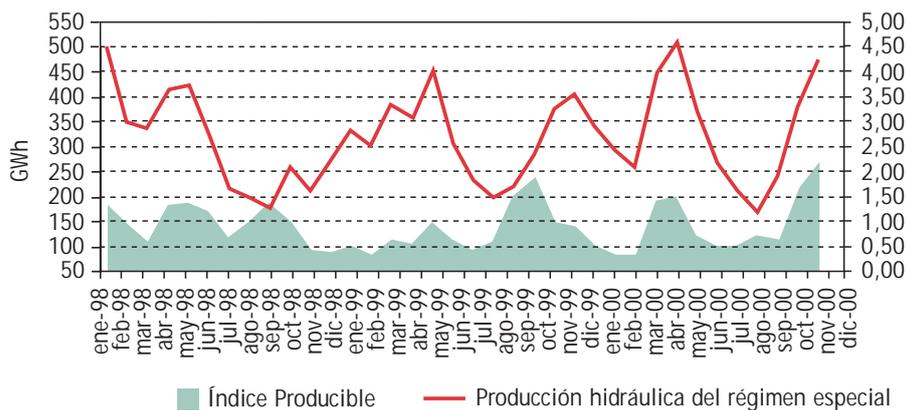
La red de transporte es uno de los elementos fundamentales en el funcionamiento del sistema eléctrico ya que es el elemento de unión que lleva la energía eléctrica desde las zonas de producción hasta las áreas de consumo.

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

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

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

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



Fuente: REE y CNE

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

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

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

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

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

Fuente: Informe Anual REE

Figura 3.2.33 Evolución de la capacidad de transformación. Año 2000

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

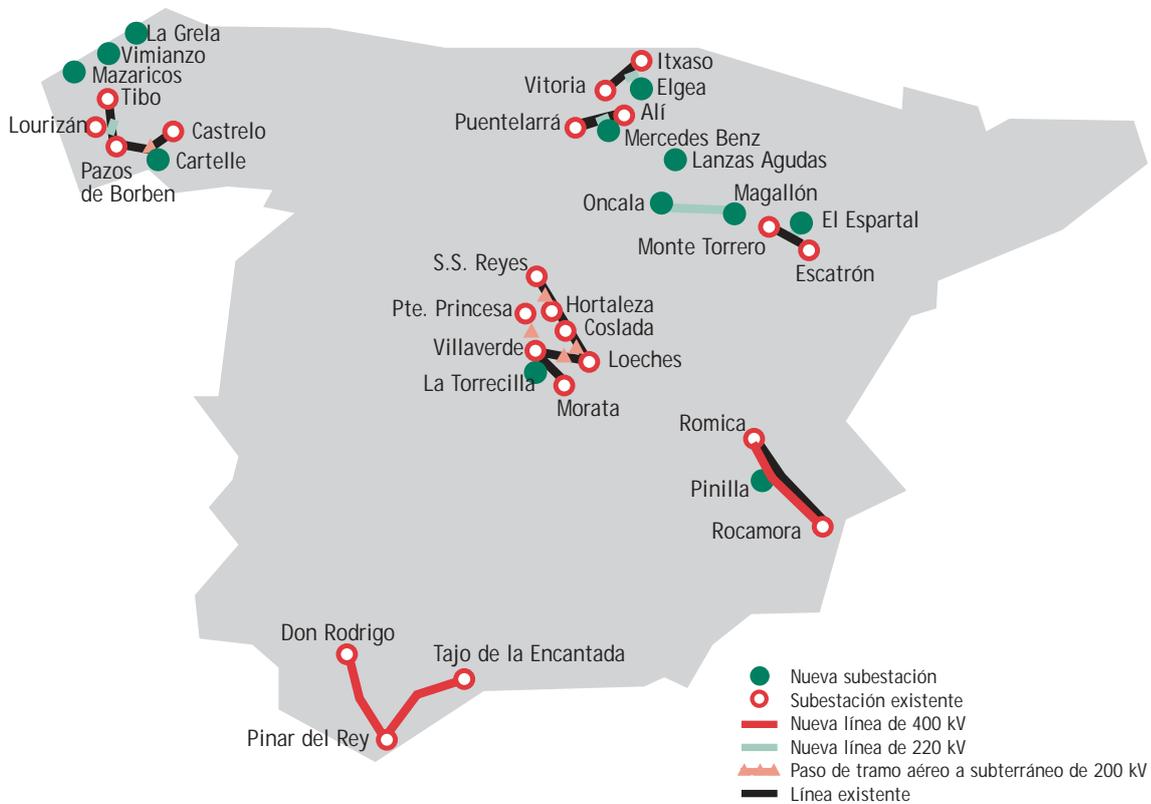
Fuente: REE

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

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

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

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



Fuente: Informe Anual REE

Figura 3.2.35. Red de Transporte. Año 2001

		400 kV	220 kV	Otras tensiones
LÍNEAS	Longitud (km)	14.903,0	16.757,2	123,5
SUBESTACIONES	Posiciones	620	1.443	9
TRANSFORMACIÓN (1)	Nº de unidades	106	435	-
REACTANCIAS	Nº de unidades	20	-	36
CABLES	Nº de Circuitos	1	-	-
SUBMARINOS (2)	Longitud (km)	13,2	-	-
CABLES	Nº de circuitos	1	10	-
SUBTERRÁNEOS	Longitud (km)	2,06	78,8	-

Fuente Informe mensual REE mes de julio

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

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

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

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

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

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

Las conexiones internacionales

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

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

Figura 3.2.36 Capacidad nominal por línea de interconexión

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

Fuente: REE

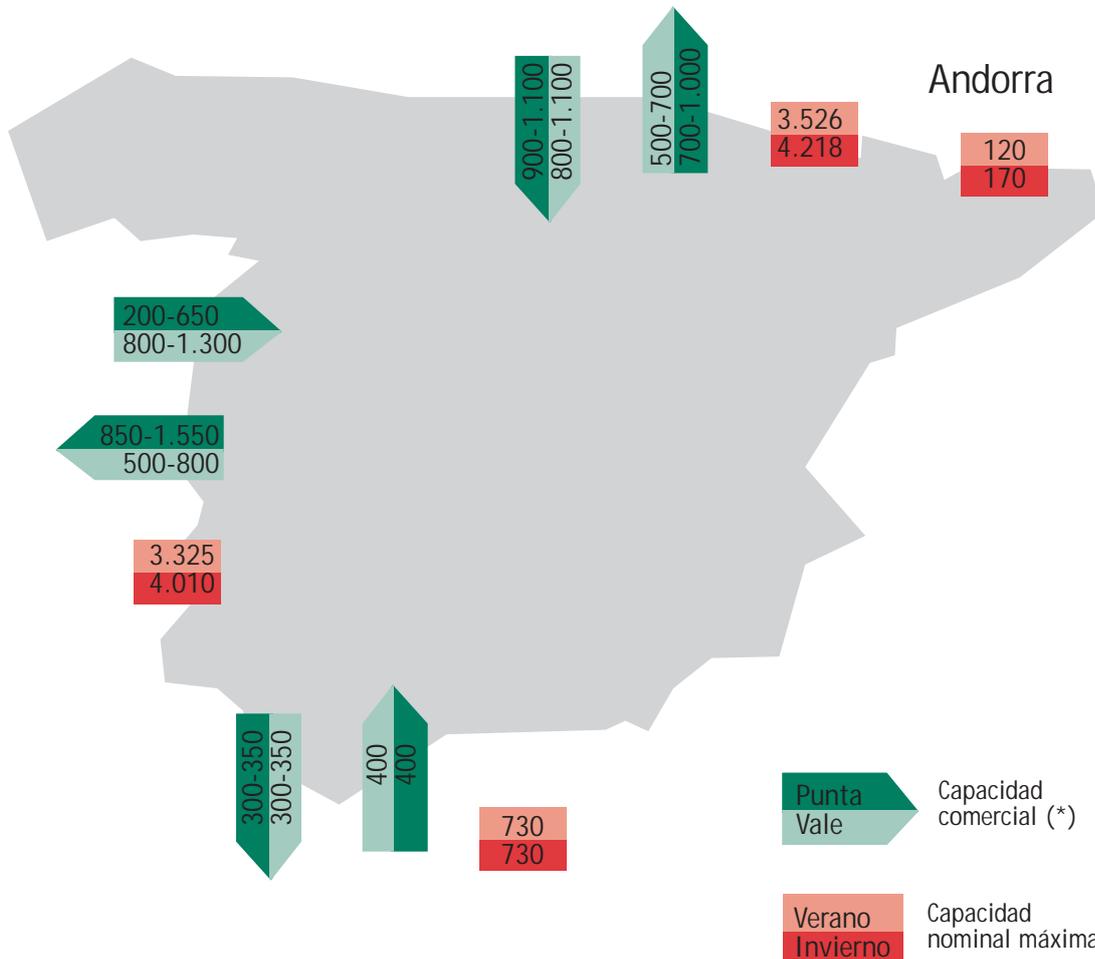
Las características de las líneas utilizadas para intercambios internacionales son las que se expresan en la **figura 3.2.36**.

La capacidad de intercambio de potencia por las interconexiones internacionales viene fijada 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 intercambio¹² 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.

¹² De acuerdo con las definiciones adoptadas por la ESTO (European Transmission System Operators), la capacidad teórica de intercambio (TTC) entre dos sistemas vecinos es el máximo programa de intercambio compatible con los criterios de seguridad de ambos sistemas

Figura 3.2.37. Capacidad nominal máxima y capacidad de intercambio comercial de las interconexiones



Fuente: REE

(*) Valores semanales extremos en condiciones de disponibilidad total de los elementos de la red.

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

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

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

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

Figura 3.2.38. Conexiones eléctricas en Baleares



Fuente: REE

Figura 3.2.39. Líneas de interconexión entre islas de Baleares

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

Fuente: CNE

Las conexiones con las islas e interislas

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

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

Las Islas Canarias

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

La red de distribución de energía eléctrica

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

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

Figura 3.2.40. Conexiones eléctricas en Canarias



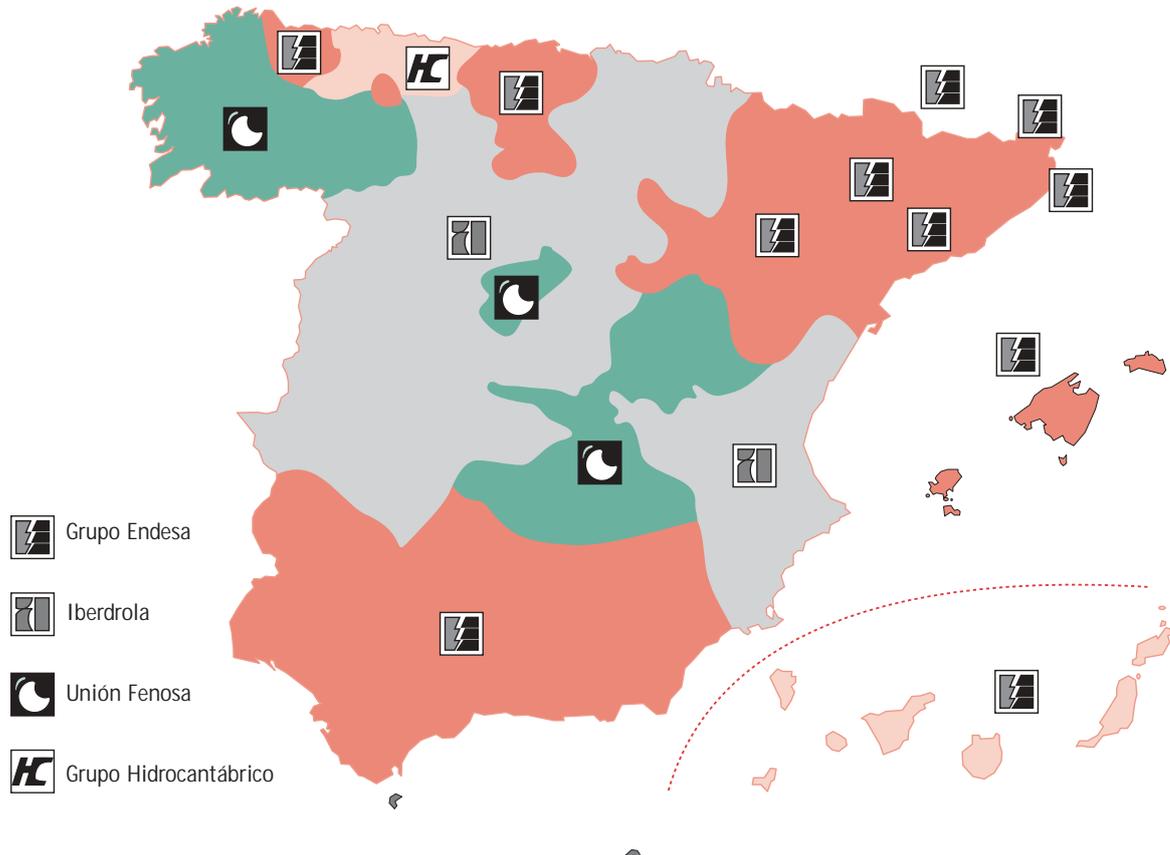
Figura 3.2.41. Líneas de interconexión entre islas de Canarias

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

Fuente: CNE

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

Figura 3.2.42 Area de influencia de las distribuidoras. Año 2000



Fuente: CNE

Figura 3.2.43. Red de Distribución. Año 2000

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

Fuente: CNE

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

3.2.4. Funcionamiento del sistema eléctrico durante el año 2000

Funcionamiento del mercado de producción

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

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

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

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

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

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

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

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

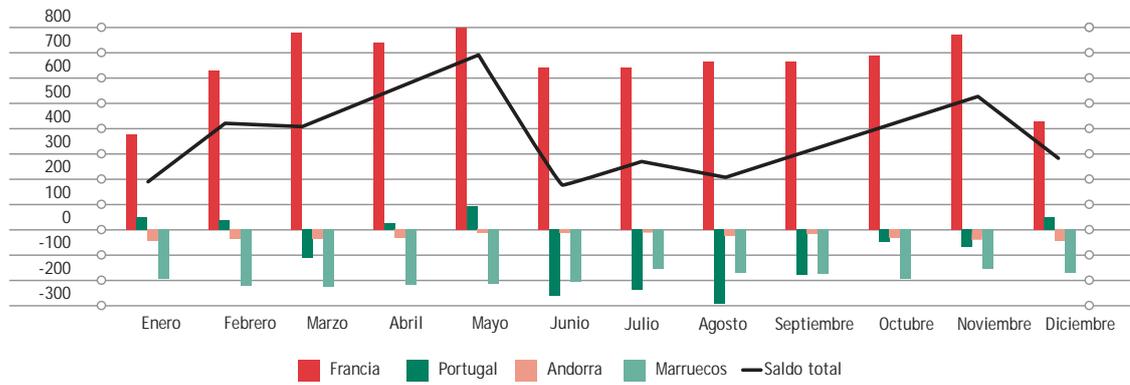
Igualmente, se establece que en el 2003 la contratación bilateral será extensiva para los comercializadores con respecto a los productores en régimen ordinario. Este cambio significa, de hecho, un cambio de modelo en el mercado español de electricidad, que dejará de estar basado en un mercado organizado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

Funcionamiento de las interconexiones

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

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

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



Fuente: REE

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

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

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

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

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

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

Figura 3.2.45. Transacciones internacionales

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

Fuente: REE

Figura 3.2.46. Resumen intercambios internacionales en 2000

Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica en el año 2000 (GWh)				
		Exportación	Saldo	
Contratos de RED ELÉCTRICA		4679	588	4090
Francia (EDF)		4679	-	4679
Marruecos (ONA)		-	588	-588
Transacciones en el mercado		3907	2481	1426
Francia*	Productores	571	54	517
	Agentes externos	2624	5	2619
Portugal	Comercializadoras	0	839	-839
	Productores	0	269	-269
	Agentes externos	706	357	349
Andorra	Comercializadora	0	270	-270
Marruecos	Comercializadora	0	142	-142
	Productores	5	181	-176
	Agentes externos	0	364	-364
Contratos bilaterales físicos		70	1187	-1117
Francia*		67	30	37
Portugal		3	167	-164
Andorra		0	0	0
Marruecos		0	990	-990
Intercambios de apoyo		0	0	0
Total intercambios programados		8655	4256	4399
Desvíos de regulación a compensar				41
Saldo físico de los intercambios internacionales		12269	7829	4440

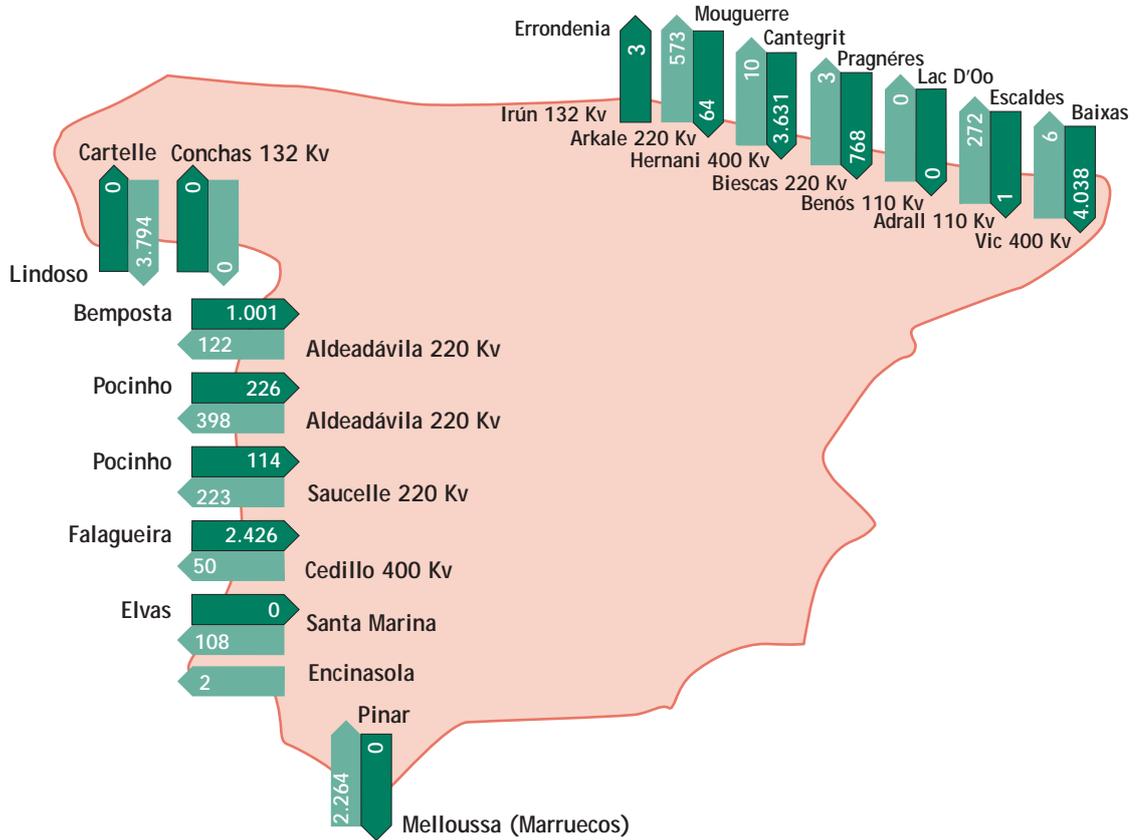
Fuente: REE

(*) Incluye intercambios con otros países europeos

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

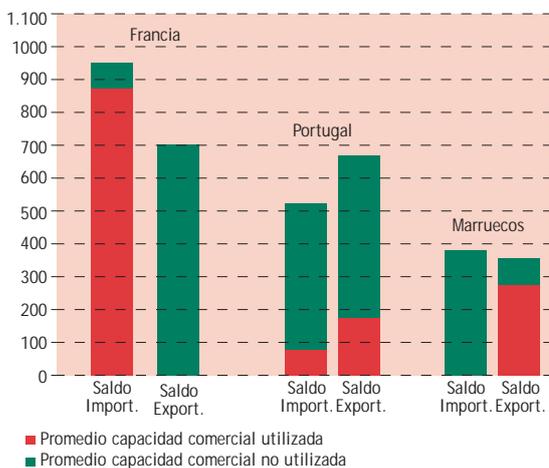
Respecto al grado de utilización de la capacidad comercial en el año 2000, cabe destacar que en la interconexión con Francia, en sentido importador, y en la interconexión con Marruecos, en el sentido exportador, se han registrado niveles elevados de utilización.

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



Fuente: REE

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



Fuente: REE

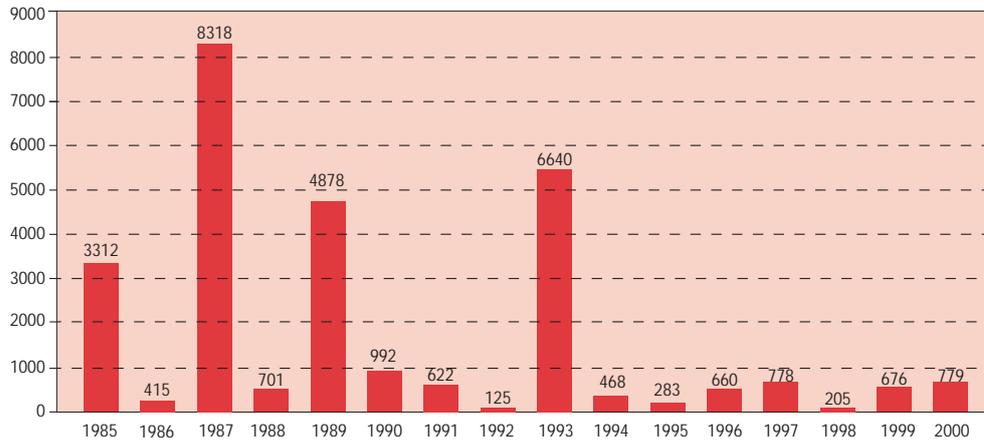
Funcionamiento de la red de transporte

Con la entrada en vigor del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, se definen una serie de parámetros representativos de los niveles de calidad que sirven para el establecimiento de incentivos y penalizaciones.

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

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

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



Fuente: Informe Anual REE

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



Fuente: Informe Anual REE

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

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

Funcionamiento de la red de distribución

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

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

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

Fuente: Informe Anual REE

calidad zonal asignados a aquellas zonas donde desarrolle su actividad.

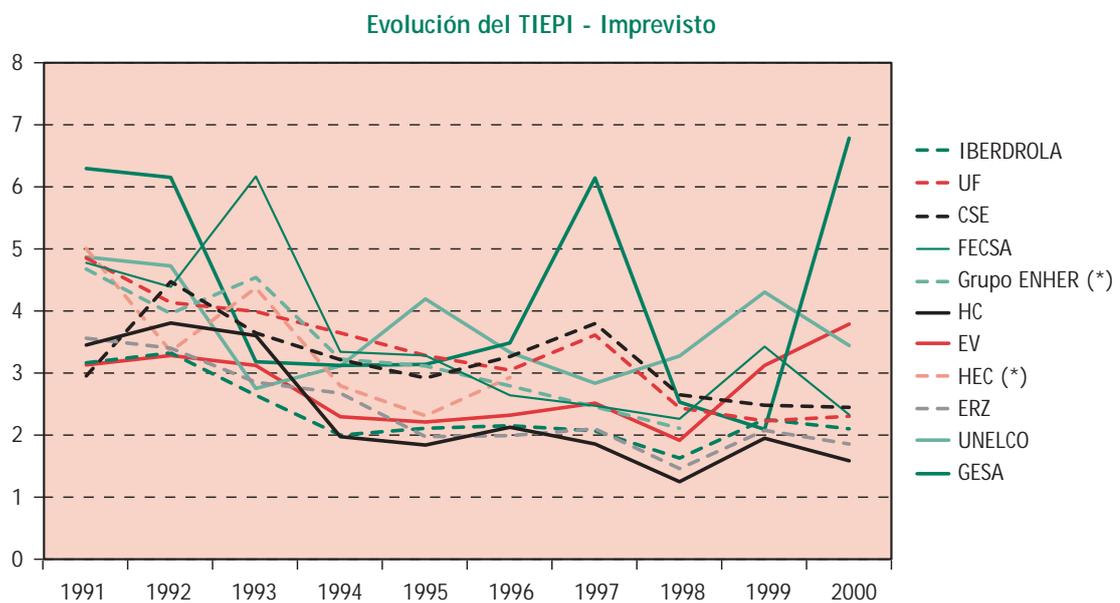
La medida de la calidad zonal se efectúa sobre la base del TIEPI (tiempo de interrupción equivalente a la potencia

Figura 3.2.52 Evolución del TIEPI por provincias. Año 2000

	TIEPI									
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ANDALUCÍA	2,98	4,59	3,58	3,19	2,86	3,29	3,52	2,57	2,46	
ARAGÓN	3,53	3,36	2,94	2,62	2,02	2,17	2,33	1,55	2,36	
ASTURIAS	3,45	3,98	4,11	2,14	2,00	2,26	2,15	1,36	2,37	
BALEARES	6,29	6,15	3,18	3,12	3,13	3,48	6,13	2,53	2,09	
CANARIAS	4,87	4,72	2,75	3,12	4,19	3,32	2,83	3,27	4,30	
CANTABRIA	2,48	2,18	1,85	1,52	1,65	1,74	1,26	1,58	2,24	
CASTILLA Y LEÓN	2,99	3,16	3,24	2,49	2,43	2,85	2,92	2,25	2,69	
CASTILLA-MANCHA	5,73	6,31	5,17	4,43	3,98	4,23	5,75	3,46	3,61	
CATALUÑA	4,80	4,07	5,38	3,23	3,06	2,72	2,42	2,17	3,43	
EXTREMADURA	3,56	3,38	3,99	2,81	3,30	2,91	8,23	3,87	3,17	
GALICIA	7,34	5,71	6,06	5,14	4,60	4,28	4,87	3,31	2,69	
MADRID	2,24	2,16	1,44	1,42	1,58	1,30	1,25	1,24	1,34	
MURCIA	4,62	5,33	3,12	3,34	2,18	2,58	2,70	2,11	2,65	
NAVARRA	2,45	2,55	2,44	1,14	1,31	2,68	1,57	1,23	1,89	
LA RIOJA	1,90	1,17	1,47	0,77	1,15	1,30	1,08	1,19	2,28	
PAÍS VASCO	2,01	2,31	3,90	1,29	1,25	2,56	1,16	0,84	2,42	
C. VALENCIANA	3,79	3,85	2,68	2,30	2,57	2,02	1,90	1,58	2,30	

Fuente: CNE

Figura 3.2.53. Evolución del TIEPI por distribuidoras. Año 2000



Fuente: CNE

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

Niveles de utilización en punta en 2000

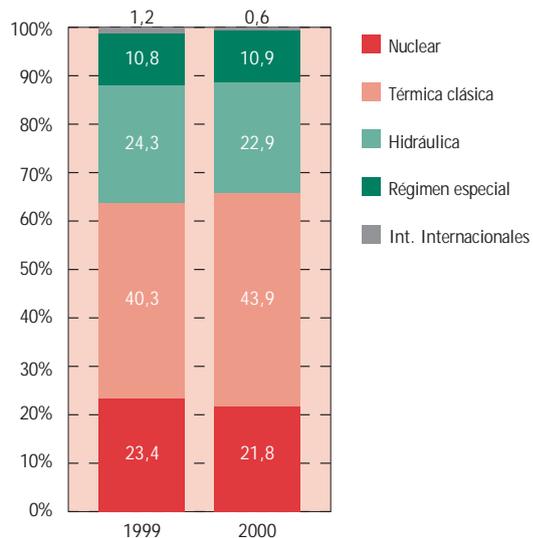
La demanda eléctrica peninsular durante el año 2000 alcanzó 194.645 GWh, lo que ha supuesto un aumento de 10.196 GWh, que representa un incremento del 5,5 % respecto al año anterior.

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

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

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

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



Fuente: Informe Anual REE año 2000

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

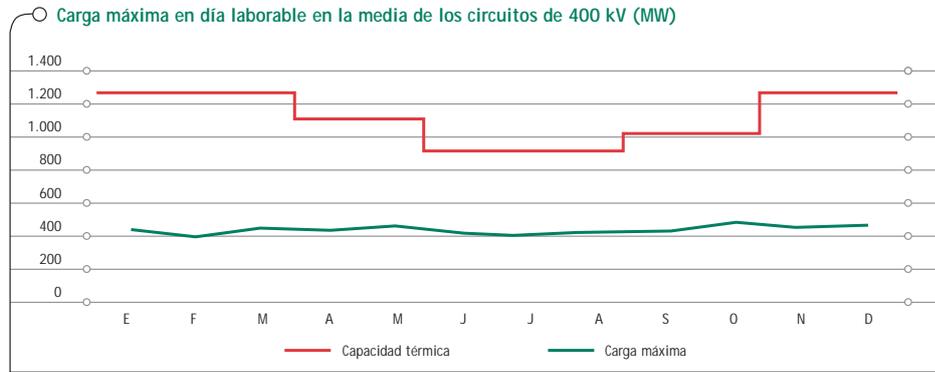
Porcentualmente, las mayores cargas mensuales se han producido en los meses de verano, debido a la disminución de la capacidad efectiva de las líneas por el aumento de las temperaturas.

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

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

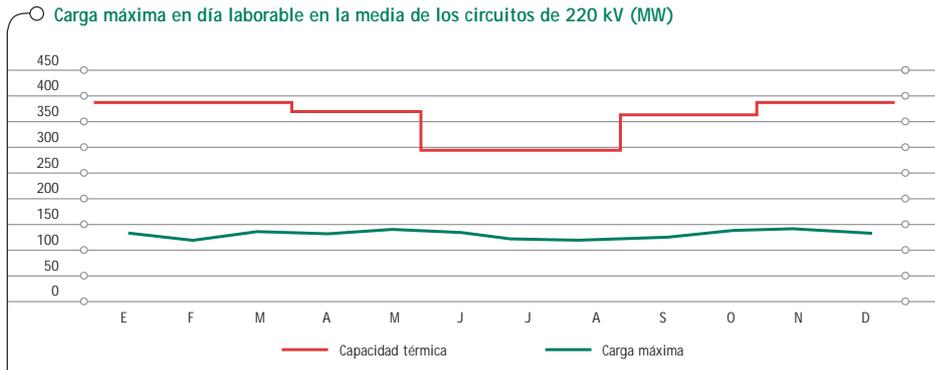
Fuente: Informe Anual REE año 2000

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



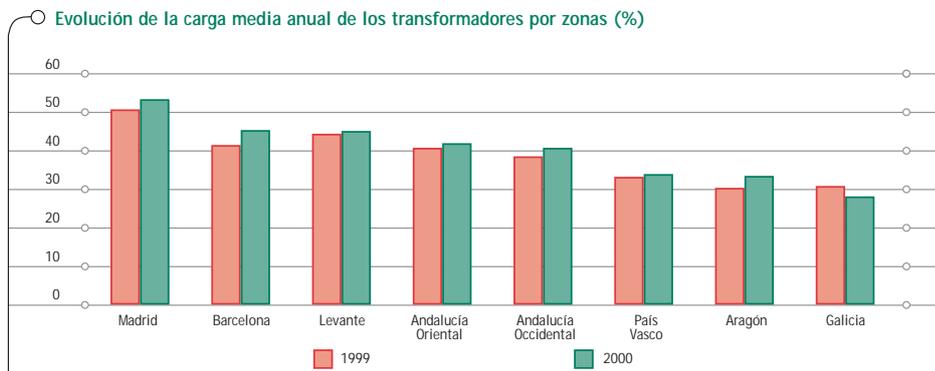
Fuente: Informe Anual REE

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



Fuente: Informe Anual REE

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



Fuente: Informe Anual REE

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

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

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

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

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

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

Particularidades de los sistemas eléctricos y gasistas

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El grado de autoabastecimiento de los sistemas eléctrico y gasista

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

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

¹³ Informe mensual de Red Eléctrica de España. Diciembre 2000

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

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

Fuente: REE

Figura 3.3.2. Aprovevisionamientos de gas natural

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

Fuente: Sedigas

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El gas natural en el mercado eléctrico actual

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

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

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

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

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

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

Figura 3.3.3 Ventas de gas a cogeneración

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

Fuente: Informe Anual 2000 SEDIGAS

Figura 3.3.4 Potencia instalada de cogeneración

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

Fuente: REE

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

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

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

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

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

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

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

Figura 3.3.5 Producción con gas natural

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

Fuente: REE