

6. La cobertura de la demanda de gas natural y de energía eléctrica sin considerar restricciones de red

En los capítulos precedentes se ha descrito la previsión de la demanda y de la oferta de energía para cada uno de los sectores. En este capítulo se analiza la cobertura de la demanda sin considerar influencia alguna de la red; esto es, con red infinita. En el siguiente epígrafe se examina el comportamiento de la misma y las restricciones que puede imponer a la cobertura de la demanda.

6.1. La cobertura de la demanda de gas natural

Una vez establecidos en los capítulos anteriores los escenarios de evolución de la demanda y de la oferta de gas en el horizonte 2001-2005, se han de analizar los balances de oferta – demanda de gas para cada año, determinando el grado de cobertura existente, poniendo de manifiesto los posibles excesos o deficiencias de gas, todo ello sin tener en cuenta las restricciones derivadas de la infraestructura gasista, que se analizan en el capítulo siguiente.

Complementariamente al análisis de la cobertura de la demanda, se desarrollan aquellos aspectos y criterios que se han de tener en cuenta en relación con el establecimiento de las adecuadas condiciones de seguridad en el sistema gasista, relativas al aprovisionamiento y suministro de gas, dadas las

particulares características del aprovisionamiento en España, dependiente en más de un 99% de las importaciones.

6.1.1. Balance oferta – demanda de gas

En la **figura 6.1.1** se resumen los escenarios de previsión de la demanda y de la oferta anual de gas, definidos en los capítulos 4.1 y 5.1.

Como se observa en la **figura 6.1.1**, la oferta en los años 2001 y 2002 está sensiblemente ajustada a la demanda y ligeramente por encima de la misma, para los años 2003 y 2004 la oferta declarada por los agentes supera claramente la demanda en cualquiera de los escenarios previstos.

Por tanto, podríamos considerar que nos encontraremos en un escenario, para los años 2001- 2004, con exceso en la oferta de gas, ello será así, asumiendo como comprometidas todas las cantidades de gas indicadas por los agentes.

No obstante, las diferencias observadas en el balance oferta – demanda de gas, se irán ajustando a través de mecanismos de mercado, incluso un aumento puntual de la demanda por encima de lo previsto sería igualmente resuelto por dichos mecanismos.

Figura 6.1.1. Balance de Oferta-Demanda de gas natural

	2001	2002	2003	2004
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]
Demanda				
Escenario Inferior	18,4	21,8	25,1	28,3
Escenario Central	18,4	22,9	27,9	31,5
Escenario Superior	18,4	23,2	29,1	33,3
Oferta	18,4	24,5	31,4	41,1
Balance Oferta – Demanda:				
Escenario Inferior	0,0	2,6	6,3	12,7
Escenario Central	0,0	1,6	3,5	9,6
Escenario Superior	0,0	1,3	2,3	7,8

Fuente: CNE

Desde el punto de vista de cobertura de la demanda, se ha de distinguir entre el mercado a tarifa y el mercado liberalizado, ya que tiene distintos modos de suministro.

En el mercado a tarifa, la responsabilidad del aprovisionamiento del gas está asignada a las empresas transportistas, según el artículo 68, de la Ley 34/1998, en particular, como ya se ha indicado en el capítulo 5, ENAGAS S.A. es la empresa que está realizando la función de garantizar el suministro de gas al mercado a tarifa, mediante un contrato de aprovisionamiento flexible de gas con el Grupo Gas Natural. Asimismo, ENAGAS tiene asignado, mediante el Real Decreto - Ley 6/2000, el gas del contrato de SAGANE, procedente de Argelia a través de gasoducto del Magreb. Esta circunstancia hace que la oferta de gas para el mercado a tarifa tenga una cierta flexibilidad para adaptarse a las propias necesidades de este mercado.

En el mercado liberalizado, la responsabilidad del aprovisionamiento del gas corresponde a las empresas comercializadoras, en cuanto a lo contratado con sus clientes, y bajo un régimen de libre comercio. Las ventas de gas de cada comercializadora son el resultado de la

captación de clientes en los mercados a tarifa y liberalizado, y serán variables en función del volumen de sus aprovisionamientos y del resultado de la competencia en el mercado.

Por tanto, no es posible definir qué parte del mercado será a tarifa y qué parte será liberalizado, la cuota de reparto entre ambos mercados será el resultado de la libre competencia entre los agentes, donde el precio del gas de cada agente será uno de los factores relevantes para definir el éxito de los mismos.

Hay que significar, que el excedente de gas previsto para los años 2002, 2003 y 2004, es el resultado en su mayor parte de las previsiones de los agentes, sustentadas en sus contratos en firme y previstos para el aprovisionamiento de gas.

En la **figura 6.1.2** se indica el grado de cobertura de la demanda según el nivel de compromiso del aprovisionamiento.

Según se observa en la figura, los contratos firmados garantizan el suministro a un porcentaje muy alto de la demanda, el porcentaje restante por cubrir, será el

Figura 6.1.2. Cobertura de la demanda de gas según el compromiso del aprovisionamiento

	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm
Demanda				
Escenario Inferior	18,4	21,8	25,1	28,3
Escenario Central	18,4	22,9	27,9	31,5
Escenario Superior	18,4	23,2	29,1	33,3
Oferta				
Suministros Comprometidos	18,4	18,5	22,7	22,4
Suministros en Negociación	0,0	6,1	8,7	18,7
Ratio S. Comprometidos/Demanda				
Escenario Inferior	100%	84,5%	90,6%	79,0%
Escenario Central	100%	80,8%	81,5%	71,1%
Escenario Superior	100%	79,7%	78,2%	67,3%

Fuente: CNE

resultado de las negociaciones en curso y de las expectativas de mercado de cada comercializadora.

Asimismo, se ha de indicar que la incertidumbre existente sobre el valor de la demanda se ha de cubrir, en una parte con las flexibilidades que habitualmente poseen los contratos de aprovisionamiento y, en otra parte, por las disponibilidades de gas que, en general, puedan ofrecer los productores de gas. En caso contrario, se pueden generar situaciones puntuales de exceso o defecto de oferta de gas.

Por último, destacar que el mercado de gas empieza a ser un mercado global, y que los agentes que operen en el sistema español, evaluarán igualmente las oportunidades de negocio que existan en otras zonas geográficas, principalmente, Unión Europea, Estados Unidos y Japón. Si las oportunidades de negocio son mayores en otros lugares, desplazarán parte de su oferta a competir en dichas zonas, ajustando la oferta final para el mercado español. Igualmente, si el mercado del gas en España se vuelve atractivo a los ojos de otros operadores internacionales que actualmente no participan en nuestro mercado, éstos intentarán participar en él aumentando la oferta y competencia en nuestro sistema, permitiendo dar la cobertura necesaria a la demanda.

6.1.2. Criterios de Seguridad

Cobertura de la demanda diaria punta – Índice de cobertura de puntas

La demanda punta de gas está influenciada fuertemente por la climatología y por la temperatura, debido al uso intensivo del gas natural en calefacción. En el próximo futuro la influencia de la climatología en la demanda de gas será presumiblemente mayor al utilizarse el gas natural como combustible básico en las nuevas centrales de ciclo combinado.

Por otro lado, la actividad gasista está declarada de "interés general" y la continuidad en el servicio es una característica primordial, por ello, la infraestructura

gasista ha de estar diseñada para ser capaz, de dar cobertura a las puntas en la demanda de gas.

A tal fin y para proporcionar la adecuada cobertura de la demanda diaria punta y con un nivel de riesgo acotado, es necesario establecer el *procedimiento de determinación del valor de la punta diaria de gas*¹, función del volumen y de la estructura de la demanda.

Seguidamente, se ha de establecer el nivel de riesgo máximo que es aceptable asumir de falta de suministro de gas en algún punto de la red o en su conjunto, y el procedimiento que indique el nivel de riesgo existente.

Una vez establecido el procedimiento de determinación del valor de la punta y del riesgo asumible, se podrá definir con objetividad la capacidad de emisión y de transporte de gas que es necesaria disponer en el conjunto de las instalaciones para cubrir la demanda con un riesgo determinado de antemano.

De estos valores, se obtendrá la información necesaria para el adecuado diseño teórico de las instalaciones y capacidades necesarias de transporte y emisión del sistema gasista.

Por analogía con el sistema eléctrico, parece lógico y conveniente definir un índice que relacione la demanda diaria punta con la capacidad total disponible de emisión diaria del sistema, a fin de dar fortaleza al sistema frente a posibles fallos imprevistos. La capacidad diaria total disponible debería ser la capacidad efectiva que se espera que aporten las instalaciones de introducción de gas al sistema (plantas de regasificación, conexiones internacionales y almacenamientos) una vez descontados los fallos fortuitos esperables, basándose en la disponibilidad prevista de las instalaciones y atendiendo al comportamiento histórico de cada instalación.

¹ Con un nivel de confianza definido y para un periodo amplio de tiempo, igual o superior a 20 años.

Aunque este índice, hoy en día, ni está adoptado por la industria ni hay normativa que lo especifique, parece lógico adoptar este criterio de seguridad por el sistema gasista para minimizar los riesgos de desabastecimiento. Desde el punto de vista del análisis de cobertura de la demanda diaria punta del sistema, sin valorar la capacidad de transporte, servirá para indicar los umbrales teóricos mínimos necesarios de capacidad de emisión diaria de entrada de gas al sistema para soportar la demanda en situaciones extremas.

En el presente informe y manteniendo una analogía con el sector eléctrico, sin que ello signifique una vinculación con las consideraciones que esta Comisión pueda tener sobre este aspecto en el futuro, se considera aceptable el valor de 1,1 para este Índice de Cobertura para la demanda diaria punta.

En la **figura 6.1.3** se exponen las necesidades teóricas de capacidad diaria de emisión del sistema gasista para dar cobertura suficiente a las previsiones de demanda punta en los diferentes escenarios de demanda considerados.

Necesidad de existencias mínimas de seguridad para cumplir lo dispuesto en el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre

La necesidad del establecimiento de existencias de seguridad queda establecida en el artículo 98 de la Ley 34/1998. En la

figura 6.1.4 se indican, para cada año y para cada escenario de demanda, las necesidades de almacenamiento de gas para cumplir lo dispuesto en la citada Ley 34/1998, en los dos supuestos contemplados para 35 días de ventas firmes².

Para poder llevar a la práctica lo dispuesto en el artículo 98 de la Ley, resulta necesario desarrollar el Reglamento de Reservas Estratégicas, Seguridad del Suministro y Diversificación de Existencias, actualmente en estudio y su actualización. Asimismo, es preciso acometer la construcción de los proyectos necesarios para disponer de la adecuada capacidad de almacenamiento.

Adicionalmente a estas necesidades de almacenamiento estratégico de gas, ha de existir suficiente capacidad de almacenamiento disponible para cubrir las necesidades de la operativa normal de la actividad, dando la flexibilidad suficiente al sistema, para acoplar el consumo, de carácter marcadamente estacional, con el aprovisionamiento que se efectúa con un ritmo más uniforme a lo largo del año.

El sistema gasista no sólo se ha de dotar de las reservas estratégicas de gas de 35 días de consumo firme, sino que

² Se estima como demanda firme, el total de la demanda prevista para cada escenario, descontando los suministros a tarifa interrumpible y al mercado eléctrico convencional.

Figura 6.1.3. Capacidad diaria de Emisión Teórica del Sistema para cumplir un índice de cobertura de 1,1

	2001	2002	2003	2004	2005
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Demanda Punta del Sistema					
Escenario Bajo	755	927	1.094	1.214	1.282
Escenario Medio	755	943	1.109	1.401	1.547
Escenario Alto	755	980	1.167	1.617	1.891
Capacidad Necesaria (Ic=1,1)					
Escenario Bajo	831	1.020	1.203	1.335	1.410
Escenario Medio	831	1.037	1.220	1.541	1.702
Escenario Alto	831	1.078	1.284	1.779	2.080

Fuente: CNE

Figura 6.1.4. Estimación de Existencias Mínimas de Seguridad

	2001	2002	2003	2004	2005
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]
Demanda Firme					
Escenario Inferior	16,1	19,8	23,3	26,5	29,1
Escenario Central	16,1	20,7	25,9	29,5	32,0
Escenario Superior	16,1	21,0	27,1	31,3	38,6
Existencias de Seguridad (35 días)					
Escenario Inferior	1,5	1,9	2,2	2,5	2,8
Escenario Central	1,5	2,0	2,5	2,8	3,1
Escenario Superior	1,5	2,0	2,6	3,0	3,7

Fuente: CNE

ha de situar estas reservas en almacenes que tengan la suficiente capacidad operativa de emisión horaria y diaria, para hacer frente a situaciones de demanda punta. En la **figura 6.1.5** se estima la capacidad de emisión diaria mínima que han de tener los almacenamientos estratégicos para hacer frente a una suspensión temporal del suministro de nuestro mayor proveedor de gas natural.

Asimismo, los gasoductos de conexión de los almacenamientos estratégicos de gas con el sistema y el propio sistema gasista ser capaz de llevar este gas a los puntos de consumo sin que esto dé origen a restricciones de la demanda en ese momento.

En conclusión, el sistema gasista se ha de dotar de las reservas estratégicas de gas previstas en las disposiciones vigentes, así como ha de ser capaz de transportar estas

reservas estratégicas de gas desde los almacenamientos hasta los puntos de consumo sin que den origen a restricciones.

Almacenamiento operativo ligado a los suministros de gas natural licuado

En el Real Decreto 949/2001 se establece que el peaje de regasificación incluye un almacenamiento operativo equivalente a 10 días de la capacidad diaria contratada a partir de 2004³. A estos efectos, en la **figura 6.1.6** se indican las previsible necesidades de almacenamiento de GNL para el conjunto de plantas de regasificación, en función de los aprovisionamientos previstos de GNL, en el capítulo 5.1.

³ En la Disposición Transitoria Quinta del Real Decreto 949/2001, se indica que el almacenamiento operativo incluido en el peaje de regasificación será de 5 días hasta el 1 de enero de 2004.

Figura 6.1.5. Estimación de la Capacidad de Emisión Diaria Mínima en los Almacenamientos Estratégicos

	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm
Aprovisionamiento del principal proveedor	10,1	10,9	10,9	13,6
	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]	[Mte/día]
Capacidad de Emisión Diaria Mínima en Almacenamientos Estratégicos	305	328	328	410

Fuente: CNE

Para el cálculo de las necesidades de almacenamiento de GNL se ha considerado: el balance de oferta – demanda de gas natural de la figura 6.1.1, los aprovisionamientos previstos de GNL⁴ y la previsión de demanda diaria punta en firme, y asimismo se ha supuesto un volumen útil en tanque del 90% del total del mismo.

⁴ Un m³ de GNL tiene aproximadamente 583 m³ (n) de gas natural

Diversificación de los abastecimientos para cumplir lo dispuesto en el artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre

La necesidad de la diversificación de los abastecimientos queda establecida en el artículo 99 de la Ley 34/1998, estableciéndose que los transportistas, que incorporen gas al sistema y los comercializadores

Figura 6.1.6. Capacidad necesaria de Almacenamiento de GNL en Plantas de Regasificación

	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm
Demanda a cubrir por GNL				
Escenario. Inferior	9,9	13,2	16,0	16,5
Escenario Central	9,9	14,2	18,8	19,7
Escenario Superior	9,9	14,5	20,0	21,5
Almacenamiento en Planta				
	Miles m ³ GNL	Miles m ³ GNL	Miles m ³ GNL	Miles m ³ GNL
Escenario Inferior	388	535	666	1.350
Escenario Central	388	559	713	1.668
Escenario Superior	388	586	765	1.988

Fuente: CNE

Figura 6.1.7 Diversificación de Abastecimientos

	2001	2002	2003	2004
	bcm	bcm	bcm	bcm
Nacional	0,5	0,5	0,5	0,2
Europa	2,3	2,5	2,9	2,9
Noruega	2,3	2,2	2,2	2,2
Resto de Europa	0,0	0,3	0,7	0,7
África	12,4	13,2	15,9	19,4
Argelia	10,1	10,9	10,9	13,6
Egipto	0,0	0,0	0,0	0,8
Libia	0,7	0,7	0,7	0,7
Nigeria	1,6	1,6	4,3	4,3
O. Medio	2,0	2,5	3,4	2,3
Trinidad y Tobago	0,0	1,4	1,8	3,3
Origen No Especificado	1,2	4,4	6,8	13,0
Total Oferta	18,4	24,5	31,4	41,1
% Suministros de Argelia sobre el total	55%	45%	35%	33%
% Suministros Origen No Específico sobre el total	6%	18%	22%	32%

Fuente: ENAGAS, Comercializadoras

deberán diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los proveedores de un mismo país sea superior al 60%. Asimismo, el Ministerio de Economía desarrollará reglamentariamente las condiciones para el cumplimiento de esta obligación.

En la **figura 6.1.7** se indican, para cada año y para cada escenario de demanda, las previsiones dadas por los agentes para los aprovisionamientos de gas.

Se observa que el país del principal del abastecimiento de gas en España es Argelia, y en principio, no se sobrepasa el actual límite del 60%. Sin embargo, es posible que el porcentaje de gas con origen Argelia sea mayor según se vayan concretando los orígenes de los aprovisionamientos de los que no se tiene constancia de su procedencia, pues, como se observa en la figura tienen un peso significativamente creciente en los abastecimientos totales.

6.2. La cobertura de la demanda de energía eléctrica

En este epígrafe se trata de estimar las necesidades de nueva potencia eléctrica en el sistema en el horizonte 2005, para posteriormente poder analizar la adecuación de las inversiones previstas a las necesidades del sistema.

Las necesidades de nueva capacidad vienen determinadas por el crecimiento de la demanda y por la evolución del equipo disponible en la actualidad, aspectos que serán revisados a continuación.

Igualmente, las necesidades de nueva capacidad dependen del nivel de seguridad en el suministro de energía eléctrica que se pretenda conseguir, para lo que se han respetado para el sistema peninsular los criterios técnicos indicados por el Gestor Técnico del

Sistema Eléctrico. Cabe señalar que, en general, éste y otros aspectos de los recogidos en este epígrafe son reflejo de los valores y consideraciones aportados por Red Eléctrica de España, S.A. en su documento "Previsiones del Sistema Eléctrico 2001-2010".

A continuación se analiza la cobertura de la demanda de energía eléctrica para el sistema peninsular y su necesidad de incorporación de potencia, para abordar posteriormente la cobertura en los sistemas extrapeninsulares.

6.2.1. Evolución prevista de la demanda peninsular

En el epígrafe 4.2 se recogen las previsiones de demanda para el período 2001-2005. Al objeto de analizar la cobertura prevista en dicho horizonte se emplearán los valores de potencia punta previstos tanto en los períodos de invierno como en los estivales para verificar en qué período se producen condiciones de suministro más exigentes.

El estudio en ambos períodos está justificado, a pesar de que las puntas de demanda previstas sean superiores en invierno, porque la disponibilidad de potencia hidráulica en verano es inferior respecto al invierno y las puntas de demanda en verano presentan un ritmo previsto de crecimiento superior a las puntas de invierno.

Se estudian los cinco escenarios de demanda definidos en el epígrafe 4.2, de manera que se puedan identificar las necesidades de nueva potencia para cubrir crecimientos de demanda bajos, medios o elevados. Se considera que estos últimos son los que han de determinar el nivel de potencia mínimo deseable en el sistema.

En las **figuras 6.2.1 y 6.2.2** se recogen los valores de demanda en los diversos escenarios comentados en el apartado 4.2 de este informe.

Figura 6.2.1. Potencia punta de demanda de invierno

Punta de invierno (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	33.067	34.006	34.771	35.655	36.348
Escenario central	34.201	35.445	36.242	37.164	37.886
Escenario superior	34.904	36.469	37.289	38.237	38.980
Escenario ext. superior	36.700	37.400	38.500	39.300	40.300
Escenario crec. sostenido	34.904	36.469	38.121	39.892	41.447

Fuente: CNE

Figura 6.2.2. Potencia punta de demanda de verano

Punta de verano (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	28.922	30.460	31.249	32.661	33.372
Escenario central	29.914	31.749	32.571	34.043	34.784
Escenario superior	30.529	32.666	33.512	35.026	35.788
Escenario ext. superior	32.100	33.500	34.600	36.000	37.000
Escenario crec. sostenido	30.529	32.666	34.270	36.541	38.048

Fuente: CNE

6.2.2. Evolución prevista de la oferta peninsular

En el epígrafe 5.2 se han recogido las previsiones de incorporación de nuevo equipo generador así como de bajas previstas en el equipo actual. Se trata aquí únicamente de señalar los elementos que se van a emplear en el análisis de cobertura realizando pequeñas precisiones sobre la forma en que se incluirá cada uno de ellos.

Evolución prevista de la generación en régimen especial

La potencia efectiva a efectos de cobertura garantizada por el régimen especial se ha obtenido a partir de la potencia instalada realizando las siguientes correcciones, tal y como se indica en el epígrafe 5.2:

- La potencia media entregada al sistema estará en torno al 35% de la instalada debido al autoconsumo de los cogeneradores y al escaso (y no programable) número de horas de funcionamiento de los equipos de energías renovables y, en particular, de la energía eólica.

- La aportación de potencia en punta se estima que será un 10-15% superior a la potencia media, mientras que en valle se estima que será un 10-15% inferior a dicha potencia media. A este respecto, no se han considerado valores diferentes para verano e invierno.

Estos valores se han estimado teniendo en cuenta el comportamiento de la generación en régimen especial en los últimos años y las previsiones de crecimiento de las diversas tecnologías.

Evolución prevista de la generación en régimen ordinario

Como se ha indicado en la introducción de este epígrafe, el objetivo de los análisis de cobertura aquí realizados es obtener las necesidades de nueva capacidad en el sistema. Dichas capacidades adicionales se obtendrán tanto del régimen especial como del régimen ordinario. Sin embargo, a nivel metodológico, se ha optado por separar ambos tipos de tecnologías en este estudio y así para el régimen especial se realiza una previsión de incorporación de nueva potencia descrita en el apartado 5.2.

Complementariamente, se calculan las necesidades de potencia en el régimen ordinario que conducen a un nivel de seguridad de suministro razonable. De esta forma, se consigue estimar la potencia en centrales de régimen ordinario, que se considera serán todas de ciclo combinado de gas, y con ello, las capacidades requeridas del sistema gasístico para el suministro de la demanda eléctrica.

En los estudios de cobertura se utiliza, por tanto, únicamente la evolución del parque generador en régimen ordinario existente y, en particular, una estimación de los planes de cierre de instalaciones. Como se ha recogido en el apartado 5.2, se han considerado dos escenarios de cierre de instalaciones con perfiles diferentes en los primeros años pero con un nivel de reducción de potencia similar en el horizonte 2005. Sin embargo, se ha optado por presentar únicamente los resultados correspondientes al escenario de cierres superior, adoptando así una hipótesis conservadora con respecto al cierre de instalaciones. Por otra parte, los resultados correspondientes al escenario de cierres inferior se pueden obtener sencillamente de deducir de los resultados de potencia instalada en el escenario superior, la diferencia de potencia cerrada entre ambos escenarios.

En la **figura 6.2.4** se muestra la potencia instalada prevista por tecnología en el escenario de cierres alto para las centrales de carbón y fuel/gas mostrado en la **figura 6.2.3**.

Con respecto a la disponibilidad, se han utilizado los criterios señalados en el epígrafe 5.2.2 que incluyen una estimación de las revisiones anuales programadas para mantenimiento de los grupos térmicos y una estimación de las tasas de indisponibilidad fortuita por tipo de tecnología de producción.

Cabe señalar que, a efectos de fiabilidad, los mantenimientos programados no tienen una influencia significativa dado que aún no hay necesidad de realizar mantenimientos en los meses críticos de invierno, ni en el mes de julio, que es donde se esperan las condiciones más severas de cobertura.

Evolución prevista de los intercambios internacionales

Se han tenido en cuenta los contratos a largo plazo de intercambios internacionales de energía eléctrica con Francia y Marruecos actualmente existentes, pero no se han tomado en consideración los posibles contratos de intercambios intracomunitarios e internacionales a corto plazo que,

Figura 6.2.3. Estimación de potencia (MW) de régimen ordinario a darse de baja en el período 2001 a 2005

	2001	2002	2003	2004	2005
Previsión de cierres alta	150	650	1.150	2.521	3.420
Previsión de cierres baja	0	0	1.097	2.150	3.150

Fuente: CNE

Figura 6.2.4. Potencia instalada prevista por tecnología (MW) en el escenario de cierres superior para el carbón/fuel/gas

Potencia Instalada (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Hidráulica	16.524	16.524	16.524	16.524	16.524
Nuclear	7.804	7.882	7.894	7.894	7.894
Carbón y Fuel/Gas	18.822	18.322	17.822	16.451	15.552
Saldo intercambios en punta	200	200	200	200	200
Régimen especial térmicos	5.530	5.950	6.220	6.490	6.710
Régimen especial no térmicos	4.994	6.048	6.914	7.582	8.164
Total potencia instalada	53.874	54.926	55.574	55.141	55.044

Fuente: CNE

aunque serán cada vez más habituales, están sometidos a mayores incertidumbres. No obstante, los planes de incremento de la capacidad comercial con Francia pueden dar lugar a la existencia de una mayor potencia de apoyo al sistema en condiciones extremas que mejoraría la situación de cobertura reflejada en este informe. Esta contribución es más probable en la punta de verano, dado que Francia y los países centroeuropeos disponen de un exceso de potencia en dicha estación, al tener dimensionados sus sistemas para las puntas de invierno que son bastante más exigentes que las de verano en la referida zona geográfica. En definitiva, se ha realizado una estimación conservadora del apoyo esperado por intercambios internacionales.

Los datos concretos considerados son los siguientes: se supone que se mantiene hasta 2010 el contrato de importación a largo plazo con Francia, con una potencia de 550 MW hasta 2004 y de 500 MW en 2005.

Asimismo, se supone que continúa en vigor hasta diciembre de 2002 el contrato de exportación a Marruecos de 90 MW en base con 1500 horas al año de interrumpibilidad. Basándose en la experiencia reciente, se ha supuesto una exportación adicional a Marruecos, procedente de otros contratos, hasta completar 350 MW de media. Por el contrario, no se ha tomado en cuenta el contrato de exportación en punta de invierno con EDF porque este contrato no está siendo utilizado por Francia, ya que su precio variable resulta muy superior al precio de mercado, tanto en España como en Centroeuropa.

En consecuencia, en el estudio se ha considerado en todo el horizonte un saldo importador de intercambios internacionales de 200 MW durante los períodos de punta de la demanda del sistema, como resultado de una importación por la frontera con Francia de 550 MW y una exportación de 350 MW a través del cable con Marruecos.

Contribución prevista de gestión de la demanda

La demanda puede tener cierta capacidad de reducir su consumo en los momentos donde pudiesen existir problemas de suministro, tanto a través de los programas existentes

(interrumpibilidad y THP) como ante precios elevados en el mercado. Esta capacidad aportará una mayor garantía al correcto funcionamiento del sistema, pero no se ha considerado en el estudio porque se ha preferido identificar las necesidades de potencia que permitirían funcionar al sistema sin necesidad de emplear estos mecanismos de emergencia. No obstante, constituye un margen de seguridad adicional para los casos de coberturas extremas.

Por otra parte, los programas de gestión de la demanda de largo plazo, que modifican las pautas de consumo estables, han sido considerados en la previsión de puntas del sistema realizadas en el epígrafe 4.2.

6.2.3. Criterios de seguridad utilizados

Índice de Cobertura

El Índice de Cobertura se define como el cociente entre la potencia disponible y la demanda punta; aunque su cálculo está sujeto a una serie de hipótesis que es necesario explicitar para poder valorar adecuadamente su significado. En el caso concreto de este estudio los Índices de Cobertura se han calculado empleando como valor de demanda directamente la demanda punta prevista, en temporada de verano o invierno, y como valor de potencia disponible la potencia efectiva que se espera aporten las diferentes tecnologías, una vez descontados los fallos fortuitos esperables en el caso de centrales térmicas, en base a la disponibilidad prevista de potencia hidráulica en escenario seco en el caso de centrales hidráulicas, y en base al comportamiento histórico en el caso del régimen especial.

El criterio principal que se ha empleado para evaluar la necesidad de potencia en el sistema es el Índice de Cobertura, que siguiendo el criterio indicado por el Operador del Sistema Eléctrico es deseable que se mantenga en niveles iguales o superiores a 1,1.

Se trata de un parámetro de tipo determinista, pero que resulta de fácil comprensión y a los efectos contemplados en este estudio se considera absolutamente apropiado. Existen otros parámetros como la probabilidad de pérdida

de carga (LOLP en inglés) que cumplen una finalidad similar y que conducen a resultados equivalentes a los aquí presentados. En cualquier caso, se ha de señalar que con los valores de Índice de Cobertura señalados existe una cierta probabilidad de fallo, o insuficiencia del parque generador para atender a la demanda, aunque también es cierto que dicha probabilidad es muy pequeña y en cualquier caso inferior a la probabilidad de interrupción debida a fallos en redes de transporte y fundamentalmente de distribución. Por otra parte, los valores indicados han de entenderse como una mera indicación de unos niveles de potencia mínimos, conocido además que resultaría extremadamente costoso disponer de unos medios de generación que permitiesen eliminar absolutamente la posibilidad de una limitación en el suministro.

Fuentes de incertidumbre

Las principales incertidumbres naturales, con respecto a la suficiencia de la potencia instalada, son el crecimiento de la demanda y la disponibilidad de potencia o energía hidroeléctrica. La primera de ellas ha sido considerada a través del análisis de diversos escenarios de crecimiento de demanda, todos ellos posibles, aunque los más extremos no sean excesivamente probables. La disponibilidad de energía hidroeléctrica, sin embargo, se ha incluido en el estudio empleando valores de año hidráulico seco, de forma que para un año hidráulico medio la seguridad de abastecimiento del sistema estaría garantizada con valores de potencia instalada significativamente superiores a los recogidos en este estudio.

Existen otras fuentes de incertidumbre que afectan a la garantía del suministro que no han sido expresamente recogidas en el análisis realizado en este capítulo, como son la posible escasez de fuentes energéticas primarias o infraestructuras de transporte y que son abordadas en otros capítulos de este informe. La incertidumbre sobre la disponibilidad de potencia correspondiente a intercambios internacionales no es muy relevante dado el reducido nivel de intercambios netos considerado. Finalmente, faltarían por recoger situaciones de averías de instalaciones de producción muy superiores a las medias históricas,

funcionamientos atípicos de las instalaciones de régimen especial, atentados, etc. que, aunque posibles, no se consideran probables.

6.2.4. Necesidades de nueva capacidad de generación en la península

Como se ha señalado anteriormente, el objeto de este epígrafe es aportar unos valores indicativos de potencia instalada que permitirían alcanzar un nivel de seguridad de suministro razonable en un conjunto de escenarios, suficientemente representativo de las situaciones que se pueden producir en un futuro cercano.

Utilizando las hipótesis señaladas y con el objetivo de obtener un Índice de Cobertura igual a 1,1, se ha calculado, para cada uno de los escenarios de demanda establecidos en el epígrafe 4.2, la potencia que sería necesario instalar en el sistema en régimen ordinario. La potencia total necesaria resultará de añadir estos resultados a las previsiones de instalación de potencia en el régimen especial, de forma que si éstas no se cumpliesen se aumentarían o reducirían las necesidades de potencia en régimen ordinario para obtener la cobertura señalada.

Cabe indicar que se ha supuesto que toda la incorporación de potencia en el régimen ordinario corresponde a centrales de ciclo combinado de gas, de acuerdo a las autorizaciones existentes, no siendo previsible la incorporación de potencia significativa de otra tecnología en el horizonte contemplado. Para identificar el número de grupos necesarios se han empleado unidades homogéneas de 400 MW de potencia instalada, de acuerdo con las características habituales de los proyectos de nuevas instalaciones.

A continuación se presentan los resultados de las coberturas de potencia punta de invierno y verano.

Coberturas en punta de invierno y de verano

Una vez analizadas las coberturas en invierno y verano se observa que durante los primeros años del horizonte resulta

claramente más restrictiva la situación en la punta de invierno, mientras que en los últimos, las necesidades de potencia son similares e incluso algo superiores en la punta de verano. Este efecto es consecuencia, como ya se ha indicado, de la menor disponibilidad de potencia hidráulica en los meses de verano y de una tendencia de mayor crecimiento de la punta de verano respecto de la de invierno, debido fundamentalmente a la incidencia de los consumos de climatización. En las **figuras 6.2.5 y 6.2.6** se presentan los resultados de potencia mínima necesaria para la cobertura de la demanda en las hipótesis adoptadas. En estas figuras se han sombreado los años y escenarios para los que cada una de las coberturas, verano o invierno, resultan más severas.

Cabe señalar, no obstante, que en el escenario de verano se puede disponer con mayor probabilidad de potencia adicional por la interconexión francesa, dado que en el período estival no se registran demandas elevadas en el centro y norte de Europa. Este hecho cobrará mayor importancia si finalmente se amplía significativamente la capacidad de interconexión.

Asimismo, los posibles problemas de infraestructuras de transporte de gas serán significativamente más pequeños en verano que en invierno, al no soportar el esfuerzo adicional del suministrar la punta del mercado convencional.

Figura 6.2.5. Potencia instalada necesaria en invierno (MW)

[MW]	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	-	-	413	2.430	3.814
Escenario central	-	1.240	2.206	4.269	5.689
Escenario superior	446	2.488	3.482	5.577	7.023
Escenario extremo superior	2.635	3.623	4.959	6.873	8.632
Escenario crecimiento sostenido	446	2.488	4.497	7.595	10.030

Fuente: CNE

Figura 6.2.6. Potencia instalada necesaria en verano (MW)

[MW]	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	-	-	247	2.908	4.314
Escenario central	-	862	1.859	4.593	6.035
Escenario superior	-	1.980	3.006	5.791	7.260
Escenario extremo superior	1.461	2.997	4.332	6.978	8.737
Escenario crecimiento sostenido	-	1.980	3.931	7.638	10.014

Fuente: CNE

Si se calcula el número de grupos necesarios para cubrir la demanda en las dos estaciones, mostrado en las **figuras 6.2.7 y 6.2.8** se observa que las necesidades de invierno son las determinantes excepto para crecimientos débiles de la demanda, aunque, en cualquier caso, las diferencias en los últimos años entre ambas situaciones son muy pequeñas.

Necesidades de nuevo equipamiento

El valor final de potencia, que permitiría satisfacer la demanda con un Índice de Cobertura de 1,1 en los diversos escenarios, será el mayor de los obtenidos en las coberturas de invierno y verano en cada año. En la **figura 6.2.9** se puede observar que en el escenario

Figura 6.2.7. Número de grupos necesarios en invierno (MW)

Número de grupos	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior			2	7	10
Escenario central		4	6	11	15
Escenario superior	2	7	9	14	18
Escenario extremo superior	7	10	13	18	22
Escenario crecimiento sostenido	2	7	12	19	26

Fuente: CNE

Figura 6.2.8. Número de grupos necesarios en verano (MW)

Número de grupos	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior			1	8	11
Escenario central		3	5	12	16
Escenario superior		5	8	15	19
Escenario extremo superior	4	8	11	18	22
Escenario crecimiento sostenido		5	10	20	26

Fuente: CNE

central es necesaria la incorporación de potencia a partir del próximo año, lo cual es consistente con los planes de inversión anunciados por las empresas del sector, no existiendo problemas en el próximo invierno 2001-2002. Si, por el contrario, el crecimiento de la demanda se atenúa, aún existiría un margen de potencia suficiente incluso para superar el invierno 2002-2003.

Si se analizan escenarios de crecimiento elevados, se observa que ya desde este próximo invierno 2001-2002, sería conveniente disponer de potencia adicional para tener una cobertura holgada. Sobre

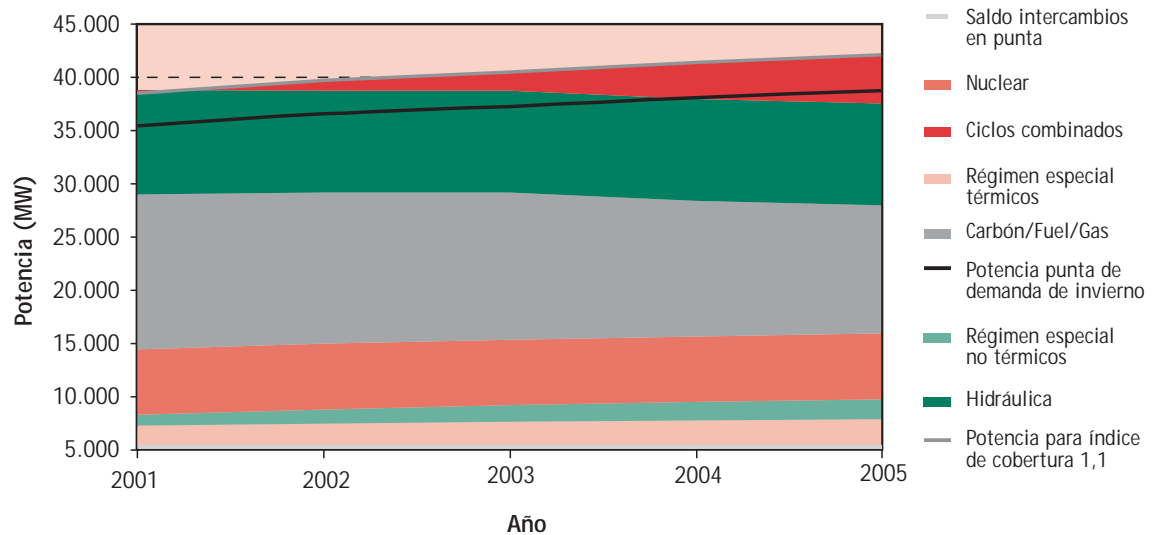
este punto se pueden citar dos hechos complementarios que han condicionado la situación actual: por una parte, el crecimiento de la demanda en los últimos 4 ó 5 años ha superado todas las previsiones realizadas a principios del lustro, y por otra, los problemas encontrados para obtener en plazo todas las autorizaciones administrativas para la construcción de nuevas instalaciones pueden haber retrasado la entrada en funcionamiento de alguna de ellas que inicialmente estaba prevista para el otoño de 2001, con lo que se hubiese superado el Índice de Cobertura de referencia incluso en escenarios de crecimiento elevado.

Figura 6.2.9. Necesidad de potencia instalada en MW, expresada en múltiplos de 400 MW

Necesidades de potencia (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior			800	3.200	4.400
Escenario central		1.600	2.400	4.800	6.400
Escenario superior	800	2.800	3.600	6.000	7.600
Escenario ext. superior	2.800	4.000	5.200	7.200	8.800
Escenario crec. sostenido	800	2.800	4.800	8.000	10.400

Fuente: CNE

Figura 6.2.10. Cobertura en punta de invierno y escenario central por tecnologías



Fuente: CNE

Como ya se ha señalado, las estimaciones de potencia necesaria en cada escenario de demanda se basan en hipótesis conservadoras de hidraulicidad, intercambios internacionales y gestión de corto plazo de la demanda, de forma que un comportamiento positivo de cualquiera de estos factores contribuirá a mejorar los Índices de

Cobertura existentes. En particular, para el invierno 2001 se ha supuesto que se producen condiciones hidráulicas de año seco a partir del mes de septiembre, habiéndose tenido en cuenta el nivel de reservas disponibles en dicha fecha. Unas mayores aportaciones hidráulicas o una gestión conservadora de las reservas

Figura 6.2.11. Número de grupos mínimo necesario para la cobertura, acumulado anual

Número de grupos	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior			2	8	11
Escenario central		4	6	12	16
Escenario superior	2	7	9	15	19
Escenario extremo superior	7	10	13	18	22
Escenario crecimiento sostenido	2	7	12	20	26

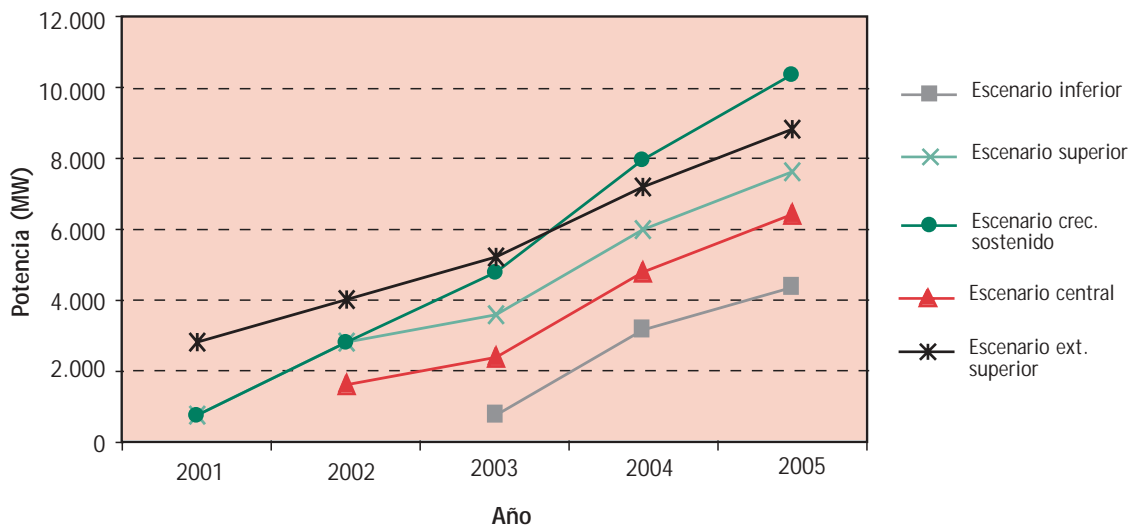
Fuente: CNE

Figura 6.2.12. Número de grupos mínimo necesario para la cobertura a incorporar cada año

Número de grupos	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	0	0	2	6	3
Escenario central	0	4	2	6	4
Escenario superior	2	5	2	4	4
Escenario extremo superior	7	3	3	5	4
Escenario crecimiento sostenido	2	5	5	8	6

Fuente: CNE

Figura 6.2.13 Potencia mínima necesaria a instalar para cubrir las puntas de invierno y verano



Fuente: CNE

existentes en la actualidad contribuirían positivamente al objetivo señalado.

En la **figura 6.2.11** se recogen las necesidades de potencia expresadas como el número de unidades de 400 MW necesarias en cada uno de los años; la **figura 6.2.12** muestra el ritmo asociado de entrada de grupos anual.

Finalmente se recoge en la **figura 6.2.13** la evolución de las necesidades de nueva capacidad de generación en régimen ordinario en los diferentes escenarios.

Breve consideración acerca de la cobertura de la demanda de energía eléctrica en el valle

Como ya ha sido resaltado en el apartado 5 de este documento, la oferta de producción eléctrica asociada a la generación eólica está experimentando un importante crecimiento en los últimos años que continuará previsiblemente en el futuro, ver figura 5.2.5. Ello puede dar origen en determinadas circunstancias (fundamentalmente las asociadas con aguas altas y, por tanto, elevada producción hidráulica fluyente) a que en

situaciones de demanda valle, exista un exceso de generación respecto a la demanda. Este exceso de generación, puede obligar a parar centrales térmicas en las horas valle.

Con la evolución prevista, la generación eólica se estima puede tener un crecimiento en el periodo 2001 a 2005 de un 80%, mientras que la demanda en valle puede tener en el mismo periodo un crecimiento del orden de un 14%. Esta demanda valle se llenará con la generación de coste variable cero (fluyente y eólica) más los mínimos técnicos de las centrales térmicas actuales y futuras. En consecuencia, dado el incremento tan significativo de la generación eólica con respecto a la demanda, es previsible un mayor número de situaciones que en la actualidad, en las que pueda haber excedente de generación en el valle.

6.2.5. Cobertura de la demanda en los sistemas extrapeninsulares

En este apartado se analiza la cobertura de la demanda de energía eléctrica para el archipiélago Balear, Canario y las ciudades de Ceuta y Melilla.

ISLAS BALEARES

A continuación se indican los índices de cobertura resultantes en los dos subsistemas de las Islas Baleares teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se ha partido del escenario superior de demanda, con gas natural contemplado en el Plan Director Sectorial Energético (PDSE) junto con sus previsiones de potencia instalada (crecimiento de demanda del 8% en los dos primeros años y del 5% en el resto). En los últimos años el crecimiento medio de la demanda eléctrica en Baleares ha sido del 8%.
- Se ha seguido un criterio de prudencia al considerar que la punta máxima de potencia evoluciona linealmente y con el mismo índice que la demanda.
- Únicamente se han considerado incrementos anuales de cogeneración de 0,5 MW adicionalmente a los 3,4 MW instalados actualmente. No se ha incorporado potencia eólica.

Como puede verse, el índice de cobertura de la demanda que resulta de las hipótesis anteriores, queda en todos los años del período por encima de 1,1. Superar dicho índice ha constituido tradicionalmente un objetivo considerado en la planificación del sistema peninsular, dado que en los sistemas extrapeninsulares es necesario alcanzar un índice superior para garantizar el suministro, debido principalmente a su aislamiento y a su menor tamaño.

ISLAS CANARIAS

A continuación se indican los índices de cobertura resultantes en los seis sistemas de las Islas Canarias teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se ha considerado un escenario sin gas natural. Para el período 2001- 2005, se ha estimado un ritmo de crecimiento de demanda del 6% en Gran Canaria, 7% en Tenerife, 7% en Lanzarote-Fuerteventura, 5% en La Palma, 6% en la Gomera y 8,2% en El Hierro. Este mismo ritmo se ha aplicado a las puntas de potencia máximas.

Figura 6.2.14. Evolución del índice de cobertura en las Islas Baleares

Escenario superior (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Subsistema Mallorca-Menorca					
Potencia instalada	1.196	1.318	1.288	1.327	1.378
Potencia disponible reg. especial	3	4	4	5	5
Potencia disponible	986	1.103	1.121	1.153	1.221
Punta de Potencia	821	878	933	985	1.035
Índice de cobertura	1,20	1,26	1,20	1,17	1,18
Subsistema Eivissa-Formentera					
Potencia instalada	193	228	228	247	247
Potencia disponible	182	197	197	215	215
Punta de Potencia	149	162	173	183	192
Índice de cobertura	1,23	1,22	1,14	1,18	1,12
Total Potencia instalada	1.389	1.546	1.516	1.574	1.625

Fuente: PDSE y CNE

- Se ha considerado la potencia instalada actualmente en régimen especial, sin incrementos en el período considerado. Como puede verse, el índice de cobertura de la demanda que resulta de las hipótesis anteriores, queda en todos los años del período por encima de 1,1. Como ya se ha indicado, en

Figura 6.2.15. Evolución del índice de cobertura en las Islas Canarias

Escenario sin gas natural (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Gran Canaria					
Potencia instalada	651	731	731	781	831
Potencia disponible r. especial	23	23	23	23	23
Potencia disponible Total	602	674	674	718	763
Punta de Potencia	510	539	570	602	636
Índice de cobertura	1,25	1,25	1,18	1,19	1,20
Tenerife					
Potencia instalada	574	654	654	704	704
Potencia disponible r. especial	44	44	44	44	44
Potencia disponible Total	553	624	624	668	668
Punta de Potencia	448	477	508	541	576
Índice de cobertura	1,32	1,31	1,23	1,24	1,16
Lanzarote-Fuerteventura					
Potencia instalada	292	292	310	328	328
Potencia disponible r. especial	5	5	5	5	5
Potencia disponible	256	256	271	287	287
Punta de Potencia	180	192	205	218	232
Índice de cobertura	1,51	1,33	1,33	1,32	1,24
La Palma					
Potencia instalada	66	78	78	78	78
Potencia disponible r.especial	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Potencia disponible Total	54	63	63	63	63
Punta de Potencia	36	38	40	42	44
Índice de cobertura	1,56	1,67	1,59	1,51	1,44
La Gomera					
Potencia instalada	16	19	19	19	19
Potencia disponible	14	16	16	16	16
Punta de Potencia	10	10	11	11	12
Índice de cobertura	1,51	1,61	1,52	1,44	1,37
Hierro					
Potencia instalada	8	8	8	10	10
Potencia disponible	7	7	7	9	9
Punta de Potencia	5	5	5	6	6
Índice de cobertura	1,75	1,49	1,38	1,59	1,47

Fuente: ENDESA y CNE

los sistemas extrapeninsulares es necesario alcanzar un índice superior para garantizar el suministro, índice que ha de evolucionar inversamente al tamaño del sistema.

CEUTA Y MELILLA

Para las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla, el análisis de la cobertura es el siguiente.

- Para el período 2001- 2005, se ha estimado un ritmo de crecimiento de demanda del 5% en Ceuta y del 7% en Melilla. Este mismo ritmo se ha aplicado a las puntas de potencia máximas.

Como puede verse, el índice de cobertura de la demanda que resulta de las hipótesis anteriores, queda en todos los años del período por encima de 1,1. Como ya se ha indicado, en los sistemas extrapeninsulares es necesario alcanzar un índice superior para garantizar el suministro, índice que ha de evolucionar inversamente al tamaño del sistema.

ciclo combinado a gas son suficientes para cubrir las necesidades expuestas en el apartado anterior.

El análisis se realiza sin considerar que pueda existir problema alguno en la red; tanto eléctrica como de gas natural.

En un segundo análisis incluido en el epígrafe 7.4, se estudiará una senda de incorporación de ciclos combinados teniendo en cuenta las restricciones derivadas de la red de transporte gasista o eléctrica, en su caso; y se evaluará cómo queda la cobertura de la demanda eléctrica según las necesidades de nueva potencia dadas en el apartado previo 6.2.

Para definir la senda de incorporación de ciclos combinados se ha analizado tanto la información disponible proporcionada por los promotores como la proporcionada por ENAGAS relativa a contratos de acceso a la red de gas. De cara a analizar la cobertura

Figura 6.2.16. Evolución del índice de cobertura en Ceuta y Melilla

Escenario sin gas natural (MW)	2001	2002	2003	2004	2005
Ceuta					
Potencia instalada	51	51	63	63	63
Potencia disponible	48	48	59	59	59
Punta de Potencia	24	25	27	28	29
Índice de cobertura	1,99	1,90	2,24	2,14	2,04
Melilla					
Potencia instalada	56	68	68	68	68
Potencia disponible	46	56	56	56	56
Punta de Potencia	27	29	31	34	36
Índice de cobertura	1,71	1,94	1,80	1,68	1,57

Fuente: ENDESA y CNE

6.3. Las nuevas centrales a gas en la cobertura de la demanda eléctrica peninsular sin considerar restricciones en red

En este apartado se analiza si las incorporaciones que tienen previsto realizar los promotores de centrales de

eléctrica se han considerado en un supuesto de partida, solamente los ciclos que actualmente tienen firmado contrato de acceso a la red gasista y los que han obtenido autorización administrativa. Este supuesto, sin duda fiable en cuanto a la incorporación de ciclos, reduce bastante el número de ciclos con respecto a los

declarados por los promotores. Por ello, es una hipótesis más severa y desfavorable de cara a la garantía del suministro eléctrico. Por tanto, en caso de que la incorporación del número de ciclos fuese mayor a este supuesto de partida se garantizaría con mayor seguridad la cobertura de la demanda eléctrica.

Sobre este supuesto de partida de senda de ciclos, de igual forma a lo establecido en capítulos anteriores, se considera como fecha de puesta en marcha para cada ciclo la declarada como más probable por el promotor. Si en los ciclos que tienen firmado un contrato de acceso al sistema de gas natural esta fecha es anterior al comienzo de la ventana de inicio de pruebas fijada, se supondrá que el ciclo comienza su operación comercial en la fecha de inicio de la ventana más cinco meses y medio: período de pruebas máximo fijado por contrato.

La senda de ciclos combinados considerada con los supuestos anteriormente señalados y sin tener en cuenta

las posibles restricciones de las redes de transporte sería la siguiente:

Para determinar los ciclos combinados necesarios para garantizar la cobertura eléctrica se consideran los escenarios de ciclos obtenidos en el apartado 6.2 anterior: inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido

Estas sendas de incorporación de ciclos combinados necesarios para la punta de demanda de invierno y de verano han sido mostradas en las figuras 6.2.7 y 6.2.8 del apartado anterior.

Para evaluar la cobertura del sistema eléctrico, se comparan a continuación las sendas de ciclos necesarios calculadas en el epígrafe 6.2 con la senda de incorporación probable de los ciclos que tienen contrato y de los que tienen autorización administrativa. A efectos de claridad se reproduce la figura 6.2.7 a continuación.

Figura 6.3.1 Senda de incorporación probable de los ciclos combinados que tienen contrato de ATR de gas o han obtenido autorización administrativa

	Nº Grupos Entrantes	Nº Grupos Acumulado Total
1er Trimestre 2002	2	2
2º Trimestre 2002	2	4
3er Trimestre 2002	3	7
4º Trimestre 2002	0	7
1er Trimestre 2003	3	10
2º Trimestre 2003	0	10
3er Trimestre 2003	1	11
4º Trimestre 2003	0	11
1er Trimestre 2004	4	15
2º Trimestre 2004	3	18
3er Trimestre 2004	3	21
4º Trimestre 2004	5	26
1er Trimestre 2005	5	31
2º Trimestre 2005	0	31
3er Trimestre 2005	0	31
4º Trimestre 2005	1	32

Figura 6.3.2. Número de grupos necesarios en invierno (MW)

Número de grupos	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior			2	7	10
Escenario central		4	6	11	15
Escenario superior	2	7	9	14	18
Escenario extremo superior	7	10	13	18	22
Escenario crecimiento sostenido	2	7	12	19	26

Fuente: CNE

Según la **figura 6.3.1** se han considerado para la punta de invierno, los ciclos que estarían en funcionamiento a 31 de diciembre de cada año y para la punta de verano, los ciclos que estarían en funcionamiento a 30 de junio de cada año.

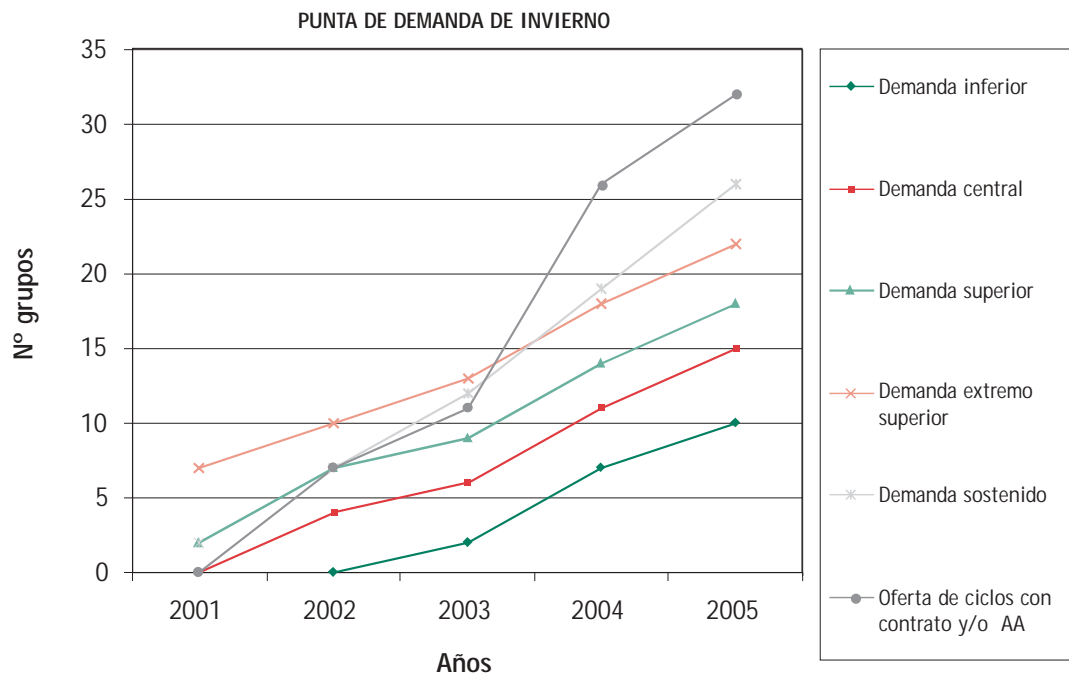
PUNTA DE DEMANDA DE INVIERNO

De la **figura 6.3.3** se deduce que para los escenarios de crecimiento de demanda inferior y central se garantiza la

cobertura de la demanda en la punta de demanda de invierno. Esta suficiencia de potencia del sistema es menor de la necesaria, conforme a los criterios de seguridad adoptados, en los siguientes casos:

- En el invierno 2001-2002 para el escenario superior de demanda.
- En el invierno 2001-2002 y en el invierno 2003-2004 para el escenario de crecimiento sostenido.

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



Fuente: CNE

Figura 6.3.4 Índice de cobertura para los escenarios inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido

Índice de cobertura	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	1,149	1,188	1,203	1,302	1,323
Escenario central	1,111	1,140	1,155	1,249	1,269
Escenario superior	1,088	1,108	1,122	1,214	1,234
Escenario extremo superior	1,035	1,080	1,087	1,181	1,193
Escenario crecimiento sostenido	1,088	1,108	1,098	1,163	1,160

• En los periodos invernales del 2001-2002, 2002-2003 y 2003-2004 para el escenario extremo superior donde las necesidades de nuevo equipamiento mínimo necesario son claramente superiores a las incorporaciones previstas en los primeros años.

En la **figura 6.3.4**, se muestra el índice de cobertura en la punta de demanda de invierno para cada uno de los escenarios de demanda considerados: inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido.

PUNTA DE DEMANDA DE VERANO

A efectos de claridad se reproduce la figura 6.2.8 que reproducía las necesidades de cobertura en verano.

Con la **figura 6.3.5** y con la figura 6.3.1 se confecciona la **figura 6.3.6** que se muestra a continuación.

De la **figura 6.3.6** se deduce que para los escenarios de crecimiento de demanda inferior y central se garantiza la suficiencia de potencia en la punta de demanda de verano.

Esta suficiencia de potencia del sistema desaparecería en los siguientes casos:

- Verano de 2002 para el escenario superior de demanda.
- Veranos de 2002 y 2004 para el escenario de crecimiento sostenido.
- Veranos de 2002 y 2003 para el escenario extremo superior donde las necesidades de nuevo equipamiento podrían llegar a casi cuatro grupos de 400 MW en el verano del año 2002 para poder garantizar un índice de cobertura del 1,1.

En la **figura 6.3.7**, se muestra el índice de cobertura en la punta de demanda de verano para cada uno de los escenarios de demanda considerados: inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido.

Por tanto, en el caso de que los ciclos supuestos, esto es, aquellos que tienen contrato y los que han obtenido autorización administrativa, empezasen su operación

Figura 6.3.5. Número de grupos necesarios en verano (MW)

Número de grupos	2001	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior			1	8	11
Escenario central		3	5	12	16
Escenario superior		5	8	15	19
Escenario extremo superior	4	8	11	18	22
Escenario crecimiento sostenido		5	10	20	26

Fuente: CNE

Figura 6.3.6. Comparación del número de ciclos necesarios para cobertura de la punta de demanda de verano con índice de cobertura 1,1 supuesto el escenario de cierre de instalaciones de generación superior para los escenarios de demanda eléctrica inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido con la senda probable de los ciclos que disponen de contrato y/o han obtenido la autorización administrativa

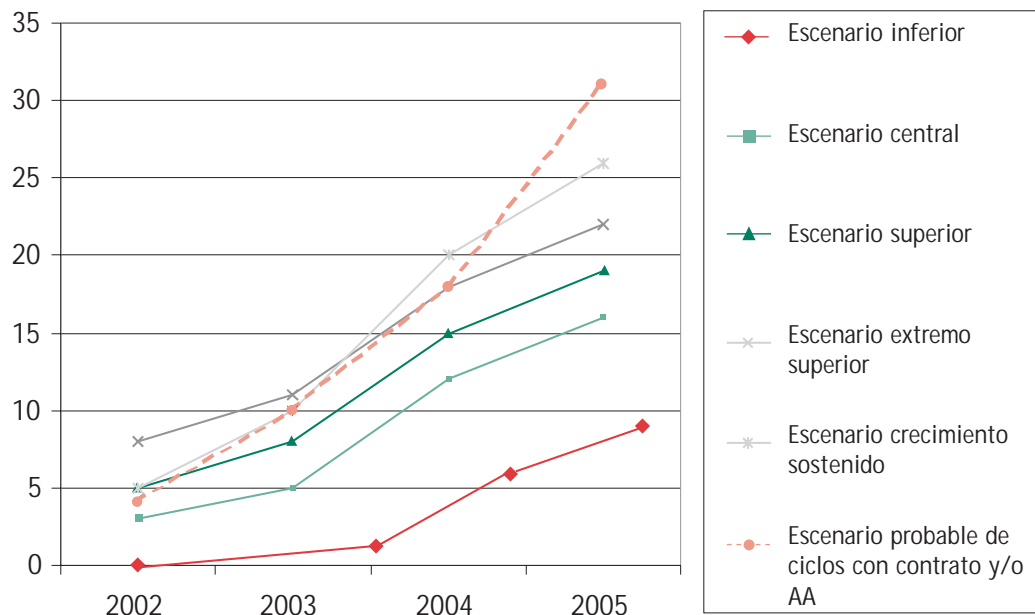


Figura 6.3.7 Índice de cobertura para los escenarios inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido

Índice de cobertura	2002	2003	2004	2005
Escenario inferior	1,168	1,208	1,219	1,319
Escenario central	1,121	1,159	1,169	1,265
Escenario superior	1,089	1,127	1,136	1,230
Escenario extremo superior	1,062	1,091	1,106	1,189
Escenario crecimiento sostenido	1,089	1,102	1,089	1,157

comercial en las fechas señaladas como probables por los promotores, se podría garantizar el suministro eléctrico con un índice de cobertura de 1,1 incluso en el caso de un crecimiento de demanda eléctrica superior, excepto en el invierno 2001-2002 y verano 2002, bajo los supuestos considerados en el capítulo 6.2. Solamente para el escenario extremo superior, es decir, para un crecimiento de la demanda máxima se estaría por debajo del límite deseable del índice de cobertura de 1,1 en el invierno 2001-2002, verano 2002, invierno 2002-2003, verano 2003 e invierno 2003-2004 y para el caso de un crecimiento sostenido para el invierno 2001-2002, verano 2002 e invierno 2003-2004.

Si se produjesen variaciones sobre la senda de incorporación de ciclos del escenario de partida, como por ejemplo, si se retrasasen los ciclos considerados sobre la fecha señalada como más probable, podría llegarse a un índice de cobertura inferior a 1,1 en más años de los escenarios considerados.

Además hay que considerar que si se produjesen variaciones sobre las hipótesis consideradas en el capítulo 6.2, como variaciones en la potencia instalada prevista para el régimen especial, en los cierres de centrales de régimen ordinario o en la capacidad de interconexión, se producirían variaciones sobre los escenarios considerados.