

7. Infraestructuras necesarias para la cobertura de la demanda a corto-medio plazo

En el capítulo anterior se ha analizado la cobertura de la demanda, tanto de energía eléctrica como de gas natural, sin tener en cuenta restricción de red alguna.

No obstante la red, nexo de unión de la oferta y la demanda, puede imponer restricciones en la cobertura. Por ello, este capítulo trata de las afecciones que las redes de transporte originan en la cobertura del suministro.

A continuación se analizan las infraestructuras de red necesarias para la cobertura de la demanda de gas natural, para a continuación examinar las infraestructuras de la red eléctrica. Nuevamente, en este apartado se puede apreciar la diferente perspectiva que presentan los nuevos ciclos combinados: consumidores para la red gasista y generadores para la red eléctrica.

7.1. Las Infraestructuras de gas necesarias para la cobertura de la demanda

En este capítulo se analiza la capacidad del sistema gasista español para atender los incrementos de demanda previstos con un horizonte de corto-medio plazo, es decir, para los próximos años.

Figura 7.1.1. Escenario de demanda anual

	2000 [bcm]	2001 [bcm]	2002 [bcm]	2003 [bcm]	2004 [bcm]	2005 [bcm]
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	20,1	22,0	23,4	24,8
DEMANDA CICLOS	0,0	0,0	1,7	3,1	4,9	6,0
TOTAL DEMANDA	16,9	18,4	21,9	25,0	28,3	30,8

Fuente: CNE

Para ello, se tienen en cuenta además de las infraestructuras actuales y en construcción, las propuestas de nuevas infraestructuras remitidas a esta Comisión por los distintos transportistas actuales o futuros, de acuerdo con la fecha prevista de puesta en servicio de cada una de ellas, y se analiza en cada año el comportamiento del sistema.

El análisis se centra en el estudio de los refuerzos y grandes ejes de las infraestructuras gasistas que se consideran indispensables en el horizonte temporal del estudio. No se analizan los gasoductos de extensión de la red de gas a nuevas zonas geográficas ni las infraestructuras que entrarían en servicio a partir de 2005, ya que ambos aspectos deberán desarrollarse en la Planificación del sistema que está elaborando el Ministerio de Economía.

7.1.1. Hipótesis de partida

Hipótesis de demanda

Para el cálculo y diseño de infraestructuras durante los próximos 5 años, el escenario de demanda anual que se considera en este capítulo se corresponde con el escenario más probable descrito en el apartado 4, y que se resume en la **figura 7.1.1**. La demanda convencional coincide con las previsiones de ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema y la demanda de ciclos se corresponde con las necesidades de potencia del sistema eléctrico indicadas por REE.

La demanda que se utiliza para el dimensionamiento de infraestructuras de transporte es la demanda del día punta (**figura 7.1.2**).

Para el *mercado convencional* se consideran dos hipótesis correspondientes al día punta:

- Demanda del día punta normal, correspondiente al día más frío de cada cinco años. En este escenario la

demanda punta se considera igual a 1,55 veces la demanda media del sistema.

- Demanda del día punta extremo, correspondiente al día más frío de cada diez años. En este escenario la demanda punta se considera igual a 1,60 veces la demanda media del sistema.

- El escenario más probable conforme al avance del proyecto, en adelante escenario de CNE, que se describe en el capítulo 4. El calendario de entrada en funcionamiento de las centrales de ciclos combinados de este escenario se resume en la **figura 7.1.3**.

En cuanto a la demanda de los nuevos *ciclos combinados*, en este capítulo se analiza el comportamiento del sistema con dos escenarios distintos:

- El escenario de ENAGAS, al que hacen referencia sus simulaciones

Ambos escenarios son bastante parecidos y reflejan una senda de implantación de centrales de ciclos combinados intermedia entre la proporcionada por REE y las previsiones de los promotores de ciclos combinados.

Figura 7.1.2. Escenarios de demanda punta considerados en las simulaciones del sistema

	2000 [Mte/día]	2001 [Mte/día]	2002 [Mte/día]	2003 [Mte/día]	2004 [Mte/día]	2005 [Mte/día]
Mercado Convencional						
Demanda Día Punta Normal	611	730	805	907	959	1012
Demanda Día Punta Extremo		755	834	938	995	1048
Mercado ciclos						
Escenario de ENAGAS	0	0	109	249	499	561
Escenario de CNE	0	0	109	172	406	499

Fuente: CNE

Figura 7.1.3. Escenario probable de puesta en marcha de ciclos combinados

Localización	Calendario de incorporación de nuevos ciclos combinados			
	2002	2003	2004	2005
Tarragona		1		2
Barcelona	2			
Castellón	2			
Murcia			3	2
Rioja			2	
Navarra	1	1		
Vizcaya		2	2	
Toledo			1	
Cádiz	2		5	1
Huelva			2	1
Grupos Totales, escenario CNE	7	11	26	32
Grupos Totales, escenario ENAGAS	7	16	32	36

Fuente: CNE

En resumen, la demanda punta prevista, se duplica en cuatro años. Teniendo en cuenta que la capacidad máxima de transporte de las infraestructuras actuales en términos anuales y diarios es del orden de 21 bcm/año ó 700 Mte/día (ver capítulo 3.1.3), parece clara la necesidad de acometer un importante proceso de construcción de infraestructuras que permitan abastecer a la demanda prevista.

Influencias externas al sistema español

Gasoducto del Magreb

De acuerdo con la información presentada por el grupo Gas Natural al Gestor Técnico del Sistema, la capacidad de entrada al sistema español por la conexión internacional de Tarifa se verá incrementada en 3 bcm/año a partir del año 2004, gracias a la ampliación de capacidad del gasoducto del Magreb en sus tramos argelino y marroquí. Esto supone un incremento de la capacidad de entrada por Tarifa hasta los 9,6 bcm/año, una vez descontada la capacidad asignada al mercado portugués.

Conexión con Francia

La hipótesis de trabajo del Gestor Técnico del Sistema no prevé un aumento de la interconexión con Francia a través de Larrau en el periodo considerado.

Por otro lado, existe una previsión de conexión con Francia a través del País Vasco, que a partir del invierno del año 2003 se estima sea de 0,5 bcm pero que fuera del horizonte de estudio puede alcanzar un valor de 2 bcm.

Sistema Portugués

El tránsito de gas con destino al mercado portugués fue en el año 2000 de 19.560 Mte desde la conexión de Tarifa a Badajoz y de 3.517 Mte desde la planta de Huelva a Badajoz.

Hasta la entrada en funcionamiento de la planta de GNL de Sines en Portugal, prevista para principios del año 2003, los aumentos de demanda del sistema portugués deberán ser atendidos a través del sistema español.

A partir de la puesta en servicio de la planta de Sines, cesarán las descargas de GNL en la planta de Huelva. La planta de Sines aumenta la seguridad de suministro del sistema ibérico de gas natural, y con su puesta en marcha aparece una posibilidad de realizar intercambios entre el gas introducido por Tarifa para el mercado portugués y el gas introducido por Sines, especialmente si se acelera la liberalización del mercado portugués.

El Gestor Técnico del Sistema no dispone de una previsión de la demanda del sistema portugués ni de los flujos de gas en tránsito hacia dicho sistema durante los próximos años.

7.1.2. Propuestas de infraestructuras de gas presentadas por los agentes

En este apartado se recogen las propuestas de infraestructura de los distintos agentes para cada año. En apartados posteriores se examinará la idoneidad de estos proyectos en función de su adecuación a la demanda y se definirá un plan de infraestructuras a desarrollar basándose en estas propuestas.

Durante los años 2001, 2002 y parte del 2003, más que hablar de propuestas de nuevas infraestructuras, cabe hablar de previsiones de puesta en marcha de los proyectos ya aprobados y en curso de ejecución, entre los que destacan la planta de regasificación de Bilbao y la ampliación de las plantas de Cartagena y Barcelona.

Los proyectos de infraestructuras propuestos para entrar en servicio a partir del año 2003 que en general no cuentan con autorización administrativa, deberían contar con el visto bueno de la Administración previa la autorización del oportuno expediente de autorización en el plazo más corto posible.

Teniendo en cuenta las fechas en que deben entrar en funcionamiento, así como el periodo de construcción de las mismas, superior a un año para gasoductos y más de dos años para plantas, es de vital importancia que las

autorizaciones se tramiten lo más rápidamente posible, sin que haya demora, ni en la petición de la autorización, ni en la tramitación de la misma.

A continuación se recogen los diferentes proyectos presentados, ordenados de acuerdo con la fecha de puesta en marcha prevista por el promotor del proyecto.

Propuestas de infraestructuras realizadas por los agentes para el año 2001

En la **figura 7.1.4** se exponen los proyectos de infraestructura propuestos por los agentes para este año.

La ampliación de la estación de compresión de Almendralejo aumentará la capacidad de transporte de la ruta de la Plata, facilitando la alimentación de gas al centro de la Península y el mayor aprovechamiento por tanto de la capacidad de emisión de Huelva y Tarifa.

Propuestas de infraestructuras realizadas por los agentes para el año 2002

En la **figura 7.1.5** se presentan las infraestructuras propuestas para este año.

Con la entrada en funcionamiento del segundo tanque de Cartagena a principios de 2002, se dispondrá de una planta similar a la de Huelva en la actualidad, con capacidad

Figura 7.1.4. Infraestructuras previstas para el año 2001

Estaciones de compresión	Transportista	Incremento capacidad (m ³ (n)/h)	Capacidad final (m ³ (n)/h)	Fecha de puesta en marcha
Ampliaciones				
Almendralejo	ENAGAS	200.000	800.000	4º Trimestre 2001

Figura 7.1.5. Infraestructuras previstas para el año 2002

Plantas de regasificación	Transportista	Fecha de puesta en marcha		
Planta de Barcelona				
Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar de 150.000 m ³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión a 72 bar de 750.000 m ³ (n)/h	ENAGAS	1er Trimestre 2002		
Planta de Cartagena				
Segundo tanque de almacenamiento con capacidad para 105.000 m ³ GNL, consiguiendo una capacidad final de almacenamiento de 160.000 m ³ GNL.	ENAGAS	1er Trimestre 2002		
Incremento de la capacidad de emisión en 150.000 m ³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión de 600.000 m ³ (n)/h		4º Trimestre 2002		
Red básica de gasoductos	Transportista	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha de puesta en marcha
Gasoducto Arrigorriaga-Santurce	GAS DE EUSKADI	25	30	3er Trimestre 2002
Almacenamientos subterráneos	Transportista	Fecha de puesta en marcha		
Ampliación Serrablo				
Aumento de la capacidad de extracción de Serrablo en 50.000 m ³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de extracción de 200.000 m ³ (n)/h	ENAGAS	2002		

suficiente para descargar grandes metaneros y para utilizar la capacidad de producción de 450.000 m³(n)/h, que actualmente está infrautilizada por la falta de almacenamiento.

En el primer trimestre aumentará en 150.000 m³(n)/h la capacidad de emisión de Barcelona. En el último trimestre aumentará en otros 150.000 m³(n)/h la capacidad de regasificación de Cartagena, situándose en 600.000 m³(n)/h.

El gasoducto Arrigorriaga-Santurce conectará la futura planta de regasificación de Bilbao con la red básica de gasoductos.

Por tanto, las infraestructuras más significativas del año 2002 se sitúan en el eje del Mediterráneo. Esto

debe permitir suministrar una demanda creciente principalmente a lo largo de este eje y de la zona del Ebro.

Es de reseñar también el aumento de la capacidad de emisión del almacenamiento de Serrablo, que pasa en los años 2001-2002 de 150.000 m³(n)/h a 200.000 m³(n)/h

Propuestas de infraestructuras realizadas por los agentes para el año 2003

En la **figura 7.1.6** se incluyen las propuestas de infraestructura para este año.

Figura 7.1.6. Infraestructuras previstas para el año 2003

Plantas de regasificación	Transportista	Fecha de puesta en marcha		
Planta de Barcelona				
Nuevo atraque para buques de 140.000 m ³ GNL, (el actual es de 80.000 m ³ GNL)	ENAGAS	1 ^{er} Trimestre 2003		
Planta de Cartagena				
Incremento de capacidad de emisión en 150.000 m ³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión de 750.000 m ³ (n)/h	ENAGAS	3 ^{er} Trimestre 2003		
Planta de Bilbao				
Nueva planta con capacidad de emisión de 400.000 m ³ (n)/h, y dos tanques de almacenamiento de 150.000 m ³ GNL cada uno	BBG	2 ^o -3 ^{er} Trimestre 2003		
Red básica de gasoductos	Transportista	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha de puesta en marcha
Gasoducto Irún-Irún	GAS DE EUSKADI	3	26	3 ^{er} Trimestre 2003
Estaciones de compresión	Transportista	Incremento capacidad (m ³ (n)/h)	Capacidad final (m ³ (n)/h)	Fecha de puesta en marcha
Ampliaciones EC				
Arbós (Tarragona)	ENAGAS	350.000	600.000	1 ^{er} Trimestre 2003
Paterna (Valencia)	ENAGAS	200.000	600.000	1 ^{er} Trimestre 2003
Almacenamientos subterráneos	Transportista	Fecha de puesta en marcha		
Ampliación Almacenamientos				
Aumento de la capacidad de almacenamiento útil de Serrablo en 243 Mm ³ (n), consiguiendo una capacidad final de almacenamiento útil de 738 Mm ³ (n)	ENAGAS	2003		

Con las infraestructuras previstas para el 2003 se dispondrá de cuatro plantas de regasificación, todas ellas con capacidad de descarga de metaneros de gran capacidad. La capacidad de regasificación aumentaría con los 400.000 m³ (n)/h de Bilbao y 150.000 m³ (n)/h en Cartagena.

El aumento de capacidad de las estaciones de compresión de Arbos (Tarragona) y de Paterna (Valencia) estaría destinado a vehicular más gas desde las plantas de Barcelona y Cartagena, por tanto son medidas acordes con el incremento de la capacidad de regasificación.

Está previsto disponer de una capacidad adicional de almacenamiento en Serrablo utilizable de 2.430 Mte.

El gasoducto de unión de la red de Gas de Euskadi con la red de Gaz du Sud-Ouest, en Irún, de sólo tres kilómetros, permitiría pequeños intercambios en situaciones puntuales, aumentando la seguridad de los sistemas de ambos transportistas.

Propuestas de infraestructuras realizadas por los agentes para el año 2004

En la **figura 7.1.7** se exponen las propuestas de infraestructuras de los agentes en este año.

A la vista de estas propuestas, en el año 2004 aumentaría la capacidad de entrada desde Huelva y por la conexión internacional de Tarifa (mediante la construcción de nuevas infraestructuras en los tramos marroquí y argelino), asociadas al aumento de la mayor capacidad de transporte Sur-Norte que aportaría el nuevo eje Huelva-Córdoba-Madrid y las estaciones de compresión de Córdoba y Sevilla.

Es de destacar las dos propuestas de construcción de nuevas Plantas de Regasificación en Sagunto y en la ría del Ferrol.

La estación de compresión de Zaragoza refuerza la capacidad de transporte en el eje del Ebro.

Es de destacar también las previsiones de disponibilidad de un nuevo almacenamiento en Guadalalajara, cercano a Madrid. Se desarrolla el gasoducto correspondiente, Algete-Santa Bárbara, para unir el almacenamiento con el resto del sistema y se refuerza la estación de compresión situada en cabecera. Este almacenamiento durante el 2004 estaría únicamente en fase de inyección, pudiendo existir cierta disponibilidad de gas para el año 2005.

ENAGAS considera que aumentará la capacidad utilizable de Serrablo en otros 2.000 Mte

Propuestas de infraestructuras realizadas por los agentes para el año 2005

En la **figura 7.1.8** se recogen los proyectos de infraestructura propuestos por los agentes para este año.

En el año 2005, al igual que se proponía para el 2004, se produciría un importante aumento de la capacidad del sistema, sobre todo en lo relativo a las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva y Cartagena, que contarían cada una con un nuevo tanque de 150.000 m³ GNL y aumentarían en proporción su capacidad de regasificación, en concreto 500.000 m³ (n)/h Barcelona y Huelva y 300.000 m³ (n)/h Cartagena.

Es de destacar también la propuesta del refuerzo Barcelona- Tivissa y el aumento de capacidad de las estaciones de compresión de Arbós y Tivissa, que permitirían aumentar la capacidad de transporte de gas desde o hacia Barcelona, favoreciendo la seguridad de suministro a la zona catalana ante hipotéticos fallos de la planta de Barcelona.

Con los diámetros propuestos para el gasoducto Bergara-Irún y la disponibilidad de capacidad de regasificación de 800.000 m³(n)/h de Bilbao, este gasoducto podría servir

Figura 7.1.7. Infraestructuras propuestas para el año 2004

Plantas de regasificación		Transportista	Fecha de puesta en marcha	
Planta de Huelva				
Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar de 450.000 m ³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión a 72 bar de 900.000 m ³ (n)/h		ENAGAS	2º Trimestre 2004	
Planta de Bilbao				
Incremento de capacidad de emisión en 400.000 m ³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión de 800.000 m ³ (n)/h		BBG	2004	
Planta en la ría del Ferrol				
Nueva planta con capacidad de emisión de 400.000 m ³ (n)/h, y dos tanques de almacenamiento de 150.000 m ³ GNL cada uno		REGANOSA	4º Trimestre 2004	
Planta de Sagunto				
Nueva planta con capacidad de emisión de 750.000 m ³ (n)/h, y dos tanques de almacenamiento de 150.000 m ³ GNL cada uno		U.FEN. – IBER	4º Trimestre 2004	
Conexiones internacionales				
Conexión internacional de Tarifa				
Aumento de la capacidad de la conexión hasta 1.100.000 m ³ (n)/h			2004	
Red básica de gasoductos				
	Transportista	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha de puesta en marcha
Gasoducto Huelva-Córdoba	ENAGAS	241	30	2º Trimestre 2004
Gasoducto Córdoba-Madrid	ENAGAS	361	32	2º Trimestre 2004
Gasoducto Algete-Santa Bárbara (Guadalajara)	ENAGAS	70	24	2º Trimestre 2004
Gasoductos asociados a la planta en la ría del Ferrol				
	UNIÓN FENOSA			2004
Tramo Mugaridos-Cábanas		9	30	
Tramo Cábanas-Abegondo		28	24	
Tramo Abegondo-Sabón		38	16	
Ramal a Meirama		4	10	
Tramo Cábanas-As Pontes		24	24	
Tramo As Pontes-Villalba		19	24	
Estaciones de compresión				
	Transportista	Incremento capacidad (m ³ (n)/h)	Capacidad final (m ³ (n)/h)	Fecha de puesta en marcha
Ampliación EC				
Sevilla	ENAGAS	750.000	1.000.000	2º Trimestre 2004
Algete	ENAGAS	200.000	400.000	2º Trimestre 2004
Nuevas EC				
Zaragoza	ENAGAS		400.000	1º Trimestre 2004
Córdoba	ENAGAS		2.300.000	2º Trimestre 2004

Almacенamientos subterráneos		
	Transportista	Fecha de puesta en marcha
Ampliación Serrablo		
Aumento de la capacidad de almacenamiento útil de Serrablo en 200 Mm ³ (n), consiguiendo una capacidad final de almacenamiento útil de 938 Mm ³ (n)	ENAGAS	2004
Aumento de la capacidad de extracción en Serrablo hasta 312.000 m ³ (n)/h	ENAGAS	2004
Nuevo almacenamiento en Guadalajara		
Nuevo almacenamiento de Santa Bárbara, con una capacidad de almacenamiento útil de 167 Mm ³ (n)	ENAGAS	2004

Figura 7.1.8. Infraestructuras propuestas para el año 2005

Plantas de regasificación				
	Transportista	Fecha de puesta en marcha		
Planta de Barcelona				
Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar de 500.000 m ³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión a 72 bar de 1.250.000 m ³ (n)/h	ENAGAS	3 ^{er} Trimestre 2005		
Quinto tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m ³ GNL, consiguiendo una capacidad final de almacenamiento de 390.000 m ³ GNL		3 ^{er} Trimestre 2005		
Planta de Huelva				
Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar de 500.000 m ³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión a 72 bar de 1.400.000 m ³ (n)/h	ENAGAS	1 ^{er} Trimestre 2005		
Tercer tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m ³ GNL, consiguiendo una capacidad final de almacenamiento de 310.000 m ³ GNL.		1 ^{er} Trimestre 2005		
Planta de Cartagena				
Incremento de la capacidad de emisión de 300.000 m ³ (n)/h, consiguiendo una capacidad final de emisión de 1.050.000 m ³ (n)/h	ENAGAS	1 ^{er} Trimestre 2005		
Tercer tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m ³ GNL, consiguiendo una capacidad final de almacenamiento de 310.000 m ³ GNL		1 ^{er} Trimestre 2005		
Red básica de gasoductos				
	Transportista	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Fecha de puesta en marcha
Gasoducto Barcelona-Tivissa	ENAGAS	162	24	1 ^{er} Trimestre 2005
Gasoducto conexión Oeste-Este:				
Alcázar de San Juan-Alcudia de Crespins	ENAGAS	248	30	1 ^{er} Trimestre 2005
Gasoducto Bergara-Irún (Duplicación)	GAS DE EUSKADI	89	24 - 26	1 ^{er} Trimestre 2005

Estaciones de compresión	Transportista	Incremento capacidad (m ³ (n)/h)	Capacidad final (m ³ (n)/h)	Fecha de puesta en marcha
Ampliación EC				
Arbós (Tarragona)	ENAGAS	200.000	800.000	1 ^{er} Trimestre 2005
Tivissa (Tarragona)	ENAGAS	400.000	800.000	1 ^{er} Trimestre 2005
Zamora	ENAGAS	200.000	400.000	1 ^{er} Trimestre 2005
Nuevas EC				
Alcázar de San Juan (Ciudad Real)	ENAGAS		400.000	1 ^{er} Trimestre 2005
Alcoy (Alicante)	ENAGAS		600.000	1 ^{er} Trimestre 2005
Alcudia de Crespins (Valencia)	ENAGAS		400.000	1 ^{er} Trimestre 2005
Almacenamientos subterráneos			Transportista	Fecha de puesta en marcha
Ampliación				
Aumento de la capacidad de almacenamiento útil de Sta. Bárbara en 500 Mm ³ (n), consiguiendo una capacidad final de almacenamiento útil de 667 Mm ³ (n)			ENAGAS	2005
Nuevo almacenamiento				
Nuevo almacenamiento de Reús/Sariñera, con una capacidad de almacenamiento útil de 100 Mm ³ (n)			ENAGAS	2005

para tránsito de gas desde España hacia Francia, dada la inmediatez de agotamiento del yacimiento de Lacq.

El gasoducto Alcázar de San Juan (Ciudad Real)-Alcudia de Crespins (Valencia) aumentaría el mallado del sistema, posibilitando el intercambio de gas entre la zona mediterránea y la zona centro, hasta este momento incomunicadas de forma directa. Serían necesarias las dos estaciones situadas en sus extremos para dar versatilidad al gasoducto.

Las estaciones de compresión de Alcoy reforzarían la capacidad de transporte del eje mediterráneo u oriental.

ENAGAS plantea la posibilidad de que para este año se disponga de un nuevo almacenamiento, bien en Reus, lugar cercano a la zona de gran consumo catalana, o en su defecto en Sariñera (Huesca).

Resumen de capacidad del sistema con todas las infraestructuras propuestas

La evolución de la capacidad del sistema con todas las infraestructuras propuestas por los distintos operadores, se muestra en la **figura 7.1.9**.

Figura 7.1.9. Capacidades anuales del sistema con todas las infraestructuras propuestas

	2001	2002	2003	2004	2005
Capacidad de entrada al sistema m ³ (n)/h	3.300.000	3.850.000	4.450.000	6.850.000	8.150.000
Capacidad de regasificación m ³ (n)/h	1.918.000	2.400.000	2.950.000	4.950.000	6.250.000
Almacenamiento de GNL m ³ gnl	455.000	560.000	860.000	1.460.000	1.910.000
Previsiones demanda convencional punta normal + demanda ciclos CNE m ³ (n)/h		3.809.200	4.494.200	5.685.800	6.296.700

Fuente: CNE

El análisis de los proyectos se realiza en apartados posteriores. Únicamente destacar en este punto que con todas las propuestas de los agentes con los plazos previstos por cada una de ellos, y fijándonos en la capacidad de entrada del sistema, está muy ajustada hasta el año 2003, produciéndose en el 2005 un excedente de capacidad de entrada.

Infraestructuras propuestas por los agentes a más largo plazo: más allá de 2005

En este informe no se realiza una valoración de las infraestructuras propuestas para más allá del año 2005, ya que la misma debe corresponder a la planificación que está realizando el Ministerio de Economía con la participación de las Comunidades Autónomas, y que debe aprobar el Gobierno. Únicamente se indican cuales son estas alternativas, a efectos de tener una visión general de las distintas posibilidades de evolución de las infraestructuras y de la correlación del desarrollo del sistema a corto - medio plazo con el desarrollo a largo plazo.

Las infraestructuras propuestas por los distintos agentes para un horizonte temporal a largo plazo son las siguientes:

- Aumento de la capacidad de almacenamiento y emisión del **almacenamiento subterráneo de Gaviota**.
- Utilización del **yacimiento de Poseidón**, una vez agotado, como almacenamiento.
- **Ampliación de la conexión con Francia por Larrau**: Gaz de France planteó la posibilidad de duplicar la capacidad de esta conexión, condicionado a desarrollos en Francia que aumenten la capacidad del sistema francés (2 bcm).
- **Conexión directa con Argelia**, con punto de entrada en España en la provincia de Almería. Este proyecto, liderado por Cepsa, cuenta con varios socios nacionales e internacionales. Se desconoce la capacidad de entrada que puede proporcionar al sistema y el trazado de los gasoductos de transporte en territorio español, por lo que resulta difícil evaluar sus efectos sobre el sistema y las infraestructuras que se proponen en el período 2001-2005.

- **Gasoducto Sagunto - Monreal del Campo - Madrid**, propuesto por Unión Fenosa, y que atravesaría las provincias de Teruel y Guadalajara y del que partiría un ramal a Zaragoza para conectar la zona de Levante con la Zona Centro y el eje del Ebro. Este gasoducto podría ser una alternativa al gasoducto Alcazar de San Juan (Ciudad Real) – Alcudia de Crespins (Valencia), propuesto por ENAGAS y que uniría la zona de Levante con la zona centro atravesando Albacete.
- **Gasoducto Castellón - Sagunto - Valencia**, propuesto por Unión Fenosa en diámetro máximo de 20" y mínimo de 12", transcurriría paralelo al eje actual pero tendría una capacidad de transporte notablemente inferior debido a su pequeño diámetro y ausencia de estaciones de compresión.
- **Segunda fase de la planta en la ría del Ferrol**, prevista a partir del año 2005 para dar 5 bcm/año.
- Gasoductos asociados a la planta en la ría del Ferrol, que serían el **Abegondo - Lugo - León** en 20" o 24" y el **Abegondo - Santiago - Vigo - Portugal**, en un trazado paralelo al gasoducto existente.

Refuerzos de la red de distribución ligados a desarrollos de la red de transporte

Los nuevos desarrollos o refuerzos de las redes de distribución están íntimamente ligados a la existencia de excedentes de capacidad de transporte en los gasoductos de transporte o a los nuevos desarrollos de las redes de transporte.

En este sentido, a continuación se detallan algunos de los planes de desarrollo de infraestructuras que están directamente relacionados con la red de transporte y presuponen un aumento de capacidad de la misma en distintos puntos del sistema. No se ha realizado ninguna evaluación de dichos proyectos. Los más relevantes son los siguientes:

Aragón

- Refuerzo de la red de Andorra (Teruel) desde la Central Térmica.

Asturias

- Refuerzo de la red de Asturias en el eje Avilés-Gijón

Castilla-León

- Refuerzo de la red de Toro.
- Refuerzo de la red de Valladolid.

Cataluña

- Finalización del gasoducto Castellnou-Tamarite de Litera para asegurar el suministro en el ramal de transporte Subirats-Huesca.
- Necesidad de dos nuevos puntos de aporte al gasoducto prelitoral de Barcelona y aportes desde este gasoducto al gasoducto Litoral de Barcelona mediante la unión La Roca-Argentona.
- Refuerzo Subirats-Odena en 50 bares del gasoducto Subirats-Igualada-Lleida.

Comunidad Valenciana

- Refuerzo de la red de Castellón.
- Refuerzo de la red de Nules.
- Refuerzo de la red de Valencia en Puzol.

Madrid

- Necesidad de incrementar la capacidad de entrada al anillo de distribución de Madrid, por Manóteras (refuerzo de transporte Algete-Manóteras) y por la nueva posición de transporte B21 (refuerzos en Sta Eugenia y Vallecas).
- Suministro a Alpedrete y realimentación de la red de distribución de Madrid por el Noroeste,

(finalización del ramal de transporte Colmenar-Alpedrete)

- Refuerzo de la red de St. Martín de la Vega y Valdemoro y nuevo aporte desde la red de transporte a Navalcarnero.

Navarra

- Dos nuevos puntos de entrega desde la red de transporte a la de distribución en Pamplona (Alsasua) y en Estella.

7.1.3. Adecuación de las Infraestructuras a la demanda

A lo largo de este apartado se analiza la adecuación de las instalaciones de transporte a la cobertura de la demanda futura.

El resultado final de las simulaciones de la operación del sistema, con el escenario de demanda considerado y las infraestructuras propuestas para cada año, ha sido facilitado por ENAGAS, en su papel de Gestor Técnico del Sistema.

En caso de insuficiencia de infraestructuras para atender a la demanda, ENAGAS da prioridad a la demanda del mercado convencional firme, después la demanda convencional interrumpible, y posteriormente asigna las capacidades restantes a los nuevos consumos de los ciclos combinados. Las restricciones que afectan a los ciclos combinados (representados en módulos de 400 MW) son de dos tipos:

- Ciclos combinados con restricciones en punta: hasta un máximo de 6 días, consecutivos o alternos, durante el periodo invernal.
- Ciclos combinados con posibles restricciones en todo el periodo invernal: desde noviembre a febrero, ambos incluidos.

La asignación de restricciones entre los distintos ciclos combinados depende principalmente de su ubicación geográfica. En caso de que dos ciclos compitan por la misma capacidad, se ha dado prioridad al primero que reserva capacidad en el sistema gasista (solicitando y suscribiendo el correspondiente contrato de acceso).

ENAGAS ha trasladado las restricciones previstas en el sistema para los años 2003 y 2004 a los contratos de acceso de ciclos combinados, que permiten por lo tanto ejecutar la interumpibilidad por problemas de red a estos clientes durante 6 días o todo el invierno, según sea cada caso.

En este análisis se examinan los refuerzos y medidas de urgencia que serían necesarios para atender a toda la demanda prevista, adelantando incluso alguna de las propuestas de los agentes, si esto fuese necesario. Dados los plazos de construcción de infraestructuras, las medidas que se tomen en la actualidad sólo podrán comenzar a tener efectos positivos a partir del año 2003.

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2001

Según se expone en el apartado 7.1.2, durante el año en curso únicamente se pondrá en marcha la ampliación de la estación de compresión de Almendralejo.

Con este apoyo adicional al consumo de la zona centro, cabe esperar que no haya problemas de suministro al sistema en una situación de punta de demanda de invierno normal.

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2002

El escenario de demanda a cubrir en este año sería el indicado en la **figura 7.1.10**

Las infraestructuras previstas para finales de este año, de acuerdo con el apartado 7.1.2, incluyen el aumento de la capacidad de regasificación de Barcelona y Cartagena hasta totalizar 1.350.000 m³(n)/h y 600.000 m³(n)/h respectivamente, el nuevo tanque de 105.000 m³ de GNL en Cartagena, la ampliación de la capacidad de emisión de Serrablo hasta 200.000 m³(n)/h y el gasoducto Arrigorriaga-Santurce.

La capacidad de entrada al sistema de transporte para el año 2002 sería de 3.850.000 m³(n)/h. Esta capacidad de entrada sería suficiente para atender el escenario de demanda punta convencional y los 7 módulos de ciclos combinados que se prevé funcionarán a finales de este año. Sin embargo si se diese la situación de demanda punta extrema, sólo se podrían atender 5 ciclos en punta.

No obstante, para que el análisis esté completo ha de comprobarse que esta demanda es transportable, extremo para el que se utilizan las simulaciones proporcionadas para el año 2002 por el Gestor del Sistema, cuyo resultado se muestra en las **figuras 7.1.11 y 7.1.12.**

Figura 7.1.10. Demanda punta prevista para el año 2002

2002	Mte/día	m ³ (n)/h	Nº grupos
Demanda convencional punta normal	805	3.354.200	
Demanda convencional punta extrema	834	3.475.000	
Demanda ciclos. Escenario ENAGAS	109	455.000	7
Demanda ciclos. Escenario CNE	109	455.000	7

Fuente: CNE

De acuerdo con la primera simulación, **figura 7.1.11**, correspondiente al escenario de demanda normal, no existirían problemas para suministrar en su totalidad la demanda convencional punta y dar además 195.000 m³(n)/h de suministro a ciclos combinados, correspondiente a tres grupos de 400 MW, dos en Barcelona y uno en Castellón. Los cuatro ciclos restantes tendrían restricciones en punta (hasta un máximo de seis días) por insuficiente capacidad de la red de transporte de los gasoductos.

Con el escenario de demanda punta extrema, recogido en la **figura 7.1.12**, se suministraría a la demanda convencional, pero únicamente sería posible atender sin problemas a los dos grupos de 400 MW situados en Barcelona.

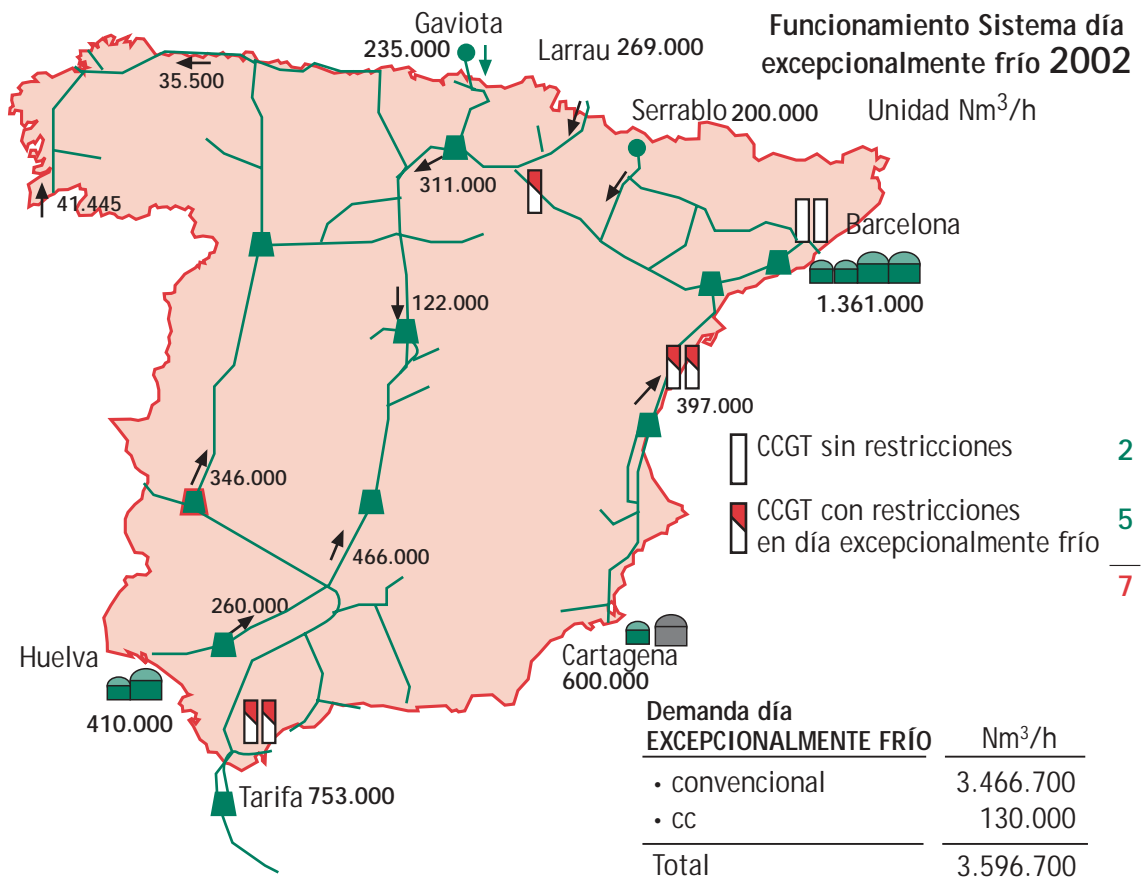
Por tanto, las infraestructuras de transporte establecen la restricción al sistema este año.

Figura 7.1.11. Funcionamiento del sistema en el año 2002 con el escenario de demanda convencional normal y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



Fuente: ENAGAS

Figura 7.1.12. Funcionamiento del sistema en el año 2002 con el escenario de demanda convencional punta extrema y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



Fuente: ENAGAS

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2003

El escenario de demanda a cubrir en este año sería el indicado en la **figura 7.1.13**.

Las infraestructuras que se estiman pueden estar disponibles en el año 2003 serán, de acuerdo con el apartado 7.1.2, el nuevo atraque para buques de 140.000 m³ de GNL en Barcelona, el incremento de la capacidad de producción de Cartagena hasta 750.000 m³(n)/h, la

Figura 7.1.13. Demanda punta prevista para el año 2003

2003	Mte/día	m ³ (n)/h	Nº grupos
Demanda convencional punta normal	907	3.779.200	
Demanda convencional punta extrema	938	3.908.000	
Demanda ciclos. Fuente Enagas	250	1.040.000	16
Demanda ciclos. Fuente CNE	172	715.000	11

Fuente: CNE

nueva planta de regasificación de Bilbao con dos tanques de 150.000 m³ de GNL cada uno y una capacidad de regasificación de 400.000 m³(n)/h, la conexión del sistema español con el sistema francés por Irún con un gasoducto de 3 km, las estaciones de compresión de Arbós y Paterna con capacidades de vehiculación de 600.000 m³(n)/h cada una y el aumento de la capacidad de almacenamiento útil en Serrablo hasta totalizar los 738 Mm³(n).

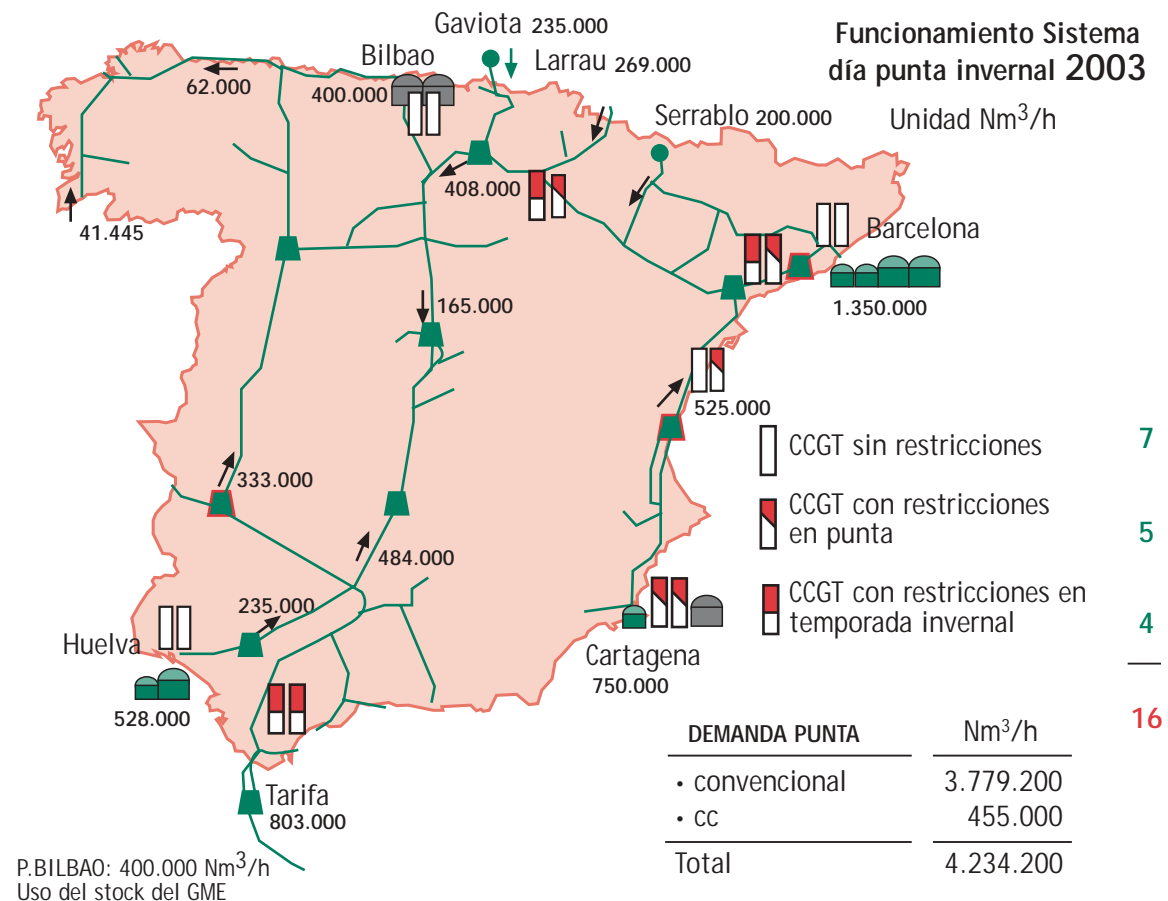
La capacidad de entrada que proporcionarían las infraestructuras propuestas para el año 2003 sería de 4.450.000 m³(n)/h. Si se diese el escenario de demanda convencional de punta normal y la demanda estimada de ciclos combinados de acuerdo con el escenario de la CNE, esta capacidad de entrada dejaría desatendido un grupo de 400 MW.

Si se diese el escenario de demanda convencional de punta extrema, más la demanda de ciclos del escenario más probable de la CNE, la capacidad de entrada propuesta para este año dejaría desatendidos 3 ciclos en esta situación.

Para analizar la capacidad de transporte del sistema nos fijamos en las simulaciones del Gestor Técnico del Sistema para los dos escenarios de demanda convencional fijados más los 16 ciclos que ENAGAS valora que entrarán en operación este año. **figura 7.1.14** y **figura 7.1.15**.

La simulación de la operación con la punta de demanda convencional normal (**figura 7.1.14**) pone de manifiesto que se puede suministrar toda la demanda convencional de este escenario y 7 grupos de ciclos combinados, dos al lado de la

Figura 7.1.14. Funcionamiento del sistema en el año 2003 con el escenario de demanda convencional normal y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



planta de Barcelona, dos al lado de la planta de Bilbao, dos al lado de Huelva y uno en Castellón. Para los seis primeros ciclos el sistema no está realizando prácticamente esfuerzo de transporte; únicamente el ubicado en Castellón mejora su situación respecto al año 2002, por la ventaja que supone el aumento de producción en planta de Cartagena y el aumento de capacidad de transporte en ese eje con la mayor capacidad de vehiculación de la estación de compresión de Paterna.

En el sur, los ciclos de Tarifa ven empeorada su situación respecto al año 2002, al aumentar la demanda convencional de la zona centro, y pudiendo llegar a no tener gas suficiente para suministro a lo largo del invierno.

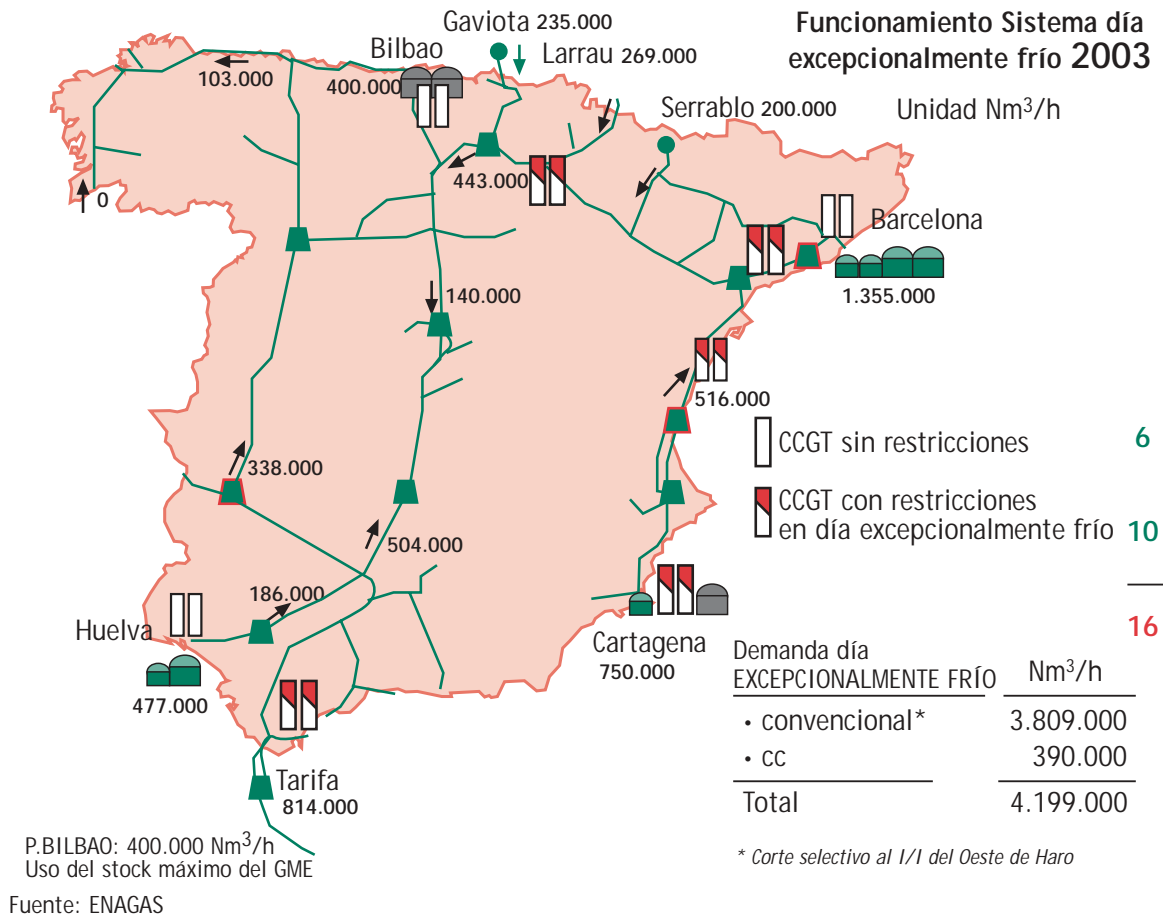
Con el escenario de demanda convencional punta extrema (figura 7.1.15) empeora la situación: el Gestor estima que

con esta demanda debería de cortar 100.000 m³(n)/h de demanda industrial interrumpible en la zona occidental, al oeste de Haro, para asegurar el suministro al resto del mercado. En el eje Mediterráneo ya no se puede suministrar al ciclo de Castellón.

Por tanto, lo que ocurriría en el año 2003 si sólo se dispusiese de los refuerzos previstos es que la capacidad de transporte aumentaría muy poco con respecto al año 2002, y no lo haría, en ningún caso, en consonancia con la demanda. Ni siquiera la capacidad de entrada sería suficiente para atender al mercado convencional esperado en día de punta extrema.

En este sentido sería necesario adelantar alguna de las infraestructuras. En concreto, la duplicación del Huelva-Madrid, propuesta para el año 2004, debería iniciarse lo antes posible,

Figura 7.1.15: Funcionamiento del sistema en el año 2003 con el escenario de demanda convencional punta extrema con interrumpibilidad aplicada y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



para su construcción se finalice en plazo para atender la demanda del eje occidental en el invierno 2003/2004.

En la **figura 7.1.16** se incluye una simulación del escenario de punta de demanda convencional normal, más los 16 ciclos que considera el Gestor Técnico del Sistema, incluyendo el adelanto del gasoducto Huelva-Madrid, la ampliación de capacidad de regasificación en Huelva, la nueva estación de compresión de Córdoba y la ampliación de la estación de compresión de Sevilla.

Con este refuerzo se estaría atendiendo la punta invernal normal de demanda convencional y 5 ciclos más que antes de disponer del mismo, se suministraría un total de 12 ciclos en punta y únicamente 4 de los que prevé el Gestor del Sistema tendrían restricciones en punta. Se atenderían 325.000 m³(n)/h

más que en el caso anterior, ya que la mejora del eje occidental liberaría 200.000 m³(n)/h que dejan de pasar de la zona del Ebro y posibilitan que un ciclo de Navarra, otro de Tarragona y el segundo de Castellón funcionen sin restricción alguna.

Hasta aquí se ha analizado la senda de ciclos combinados que propone el Gestor Técnico del Sistema. De acuerdo con el capítulo 4 de este informe, la senda más probable de ciclos prevista por la CNE supone 11 módulos de 400 MW en funcionamiento a finales del año. El escenario que consideramos más probable sería el que se expresa en la **figura 7.1.17**.

De acuerdo con la **figura 7.1.17** en que se adelanta la disponibilidad del refuerzo Huelva-Madrid a finales del 2003, y se considera la demanda convencional punta normal más la senda de CCGT estimada como más

Figura 7.1.16: Funcionamiento del sistema en el año 2003 con el escenario de demanda convencional normal, los ciclos combinados considerados por ENAGAS y el refuerzo Huelva-Córdoba-Madrid

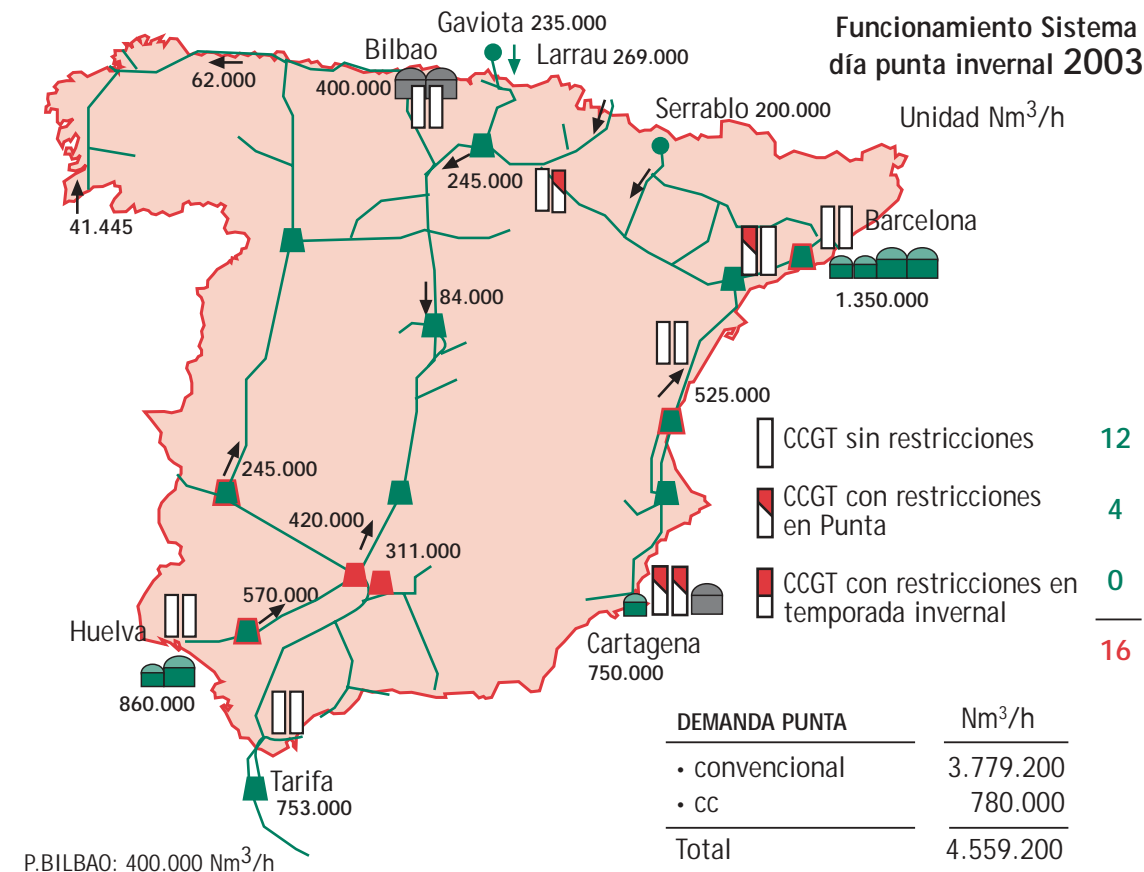
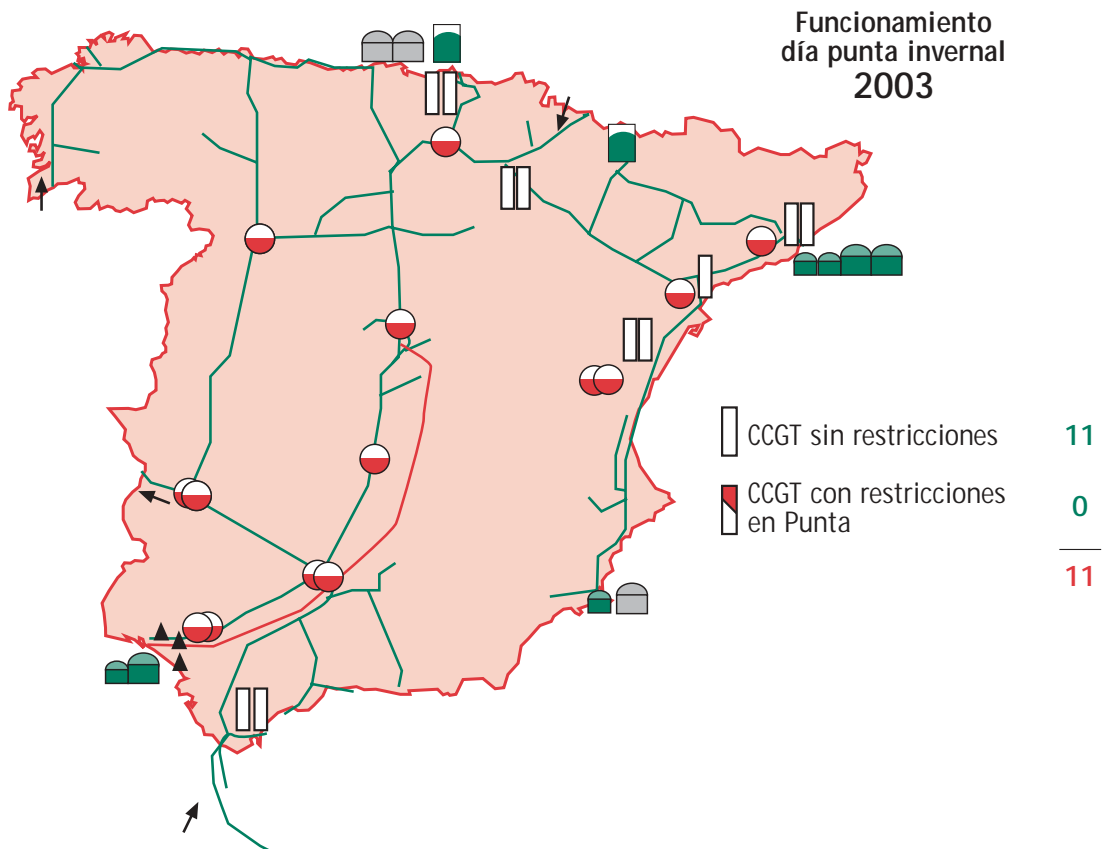


Figura 7.1.17. Funcionamiento del sistema en el año 2003 con el escenario de demanda punta convencional normal, los ciclos combinados considerados por la CNE y el gasoducto Huelva-Córdoba-Madrid



Fuente: CNE

probable, consideramos que pueden suministrarse sin restricciones los 11 módulos este año.

Por tanto y como conclusión, se estima que para el año 2003 se necesitan además de las propuestas de infraestructura reseñadas en el apartado 7.1.2., el adelanto del aumento de la capacidad de emisión de Huelva hasta 900.000 m³(n)/h, la duplicación del gasoducto Huelva-Madrid, la ampliación de la estación de compresión de Sevilla hasta vehicular

600.000 m³(n)/h y la disponibilidad de una estación de compresión en Córdoba con una capacidad de vehiculación mínima total de 800.000 m³(n)/h.

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2004

El escenario de demanda a cubrir en este año sería el indicado en la **figura 7.1.18**.

Figura 7.1.18. Demanda punta prevista para el año 2004

2004	Mte/día	m ³ (n)/h	Nº grupos
Demanda convencional punta normal	959	3.995.800	
Demanda convencional punta extrema	995	4.145.800	
Demanda ciclos. Escenario ENAGAS	500	2.080.000	32
Demanda ciclos. Escenario CNE	406	1.690.000	26

Fuente: CNE

Las infraestructuras que el Gestor Técnico del Sistema considera en este año, sobre el escenario final propuesto para el año 2003 serían la nueva planta en la ría del Ferrol, el gasoducto Algete (Madrid) - Sta Bárbara (Guadalajara), los gasoductos de transporte asociados a la planta en la ría del Ferrol, la ampliación de la estación de compresión de Algete, las nuevas estaciones de Zaragoza y Córdoba, la ampliación del almacenamiento subterráneo de Serrablo hasta 938 Mm³(n) de capacidad útil y una capacidad de extracción de 312.000 m³(n)/h y el nuevo almacenamiento de Sta Bárbara (Guadalajara) que dispondría para este año de una capacidad de almacenamiento de 167 Mm³(n).

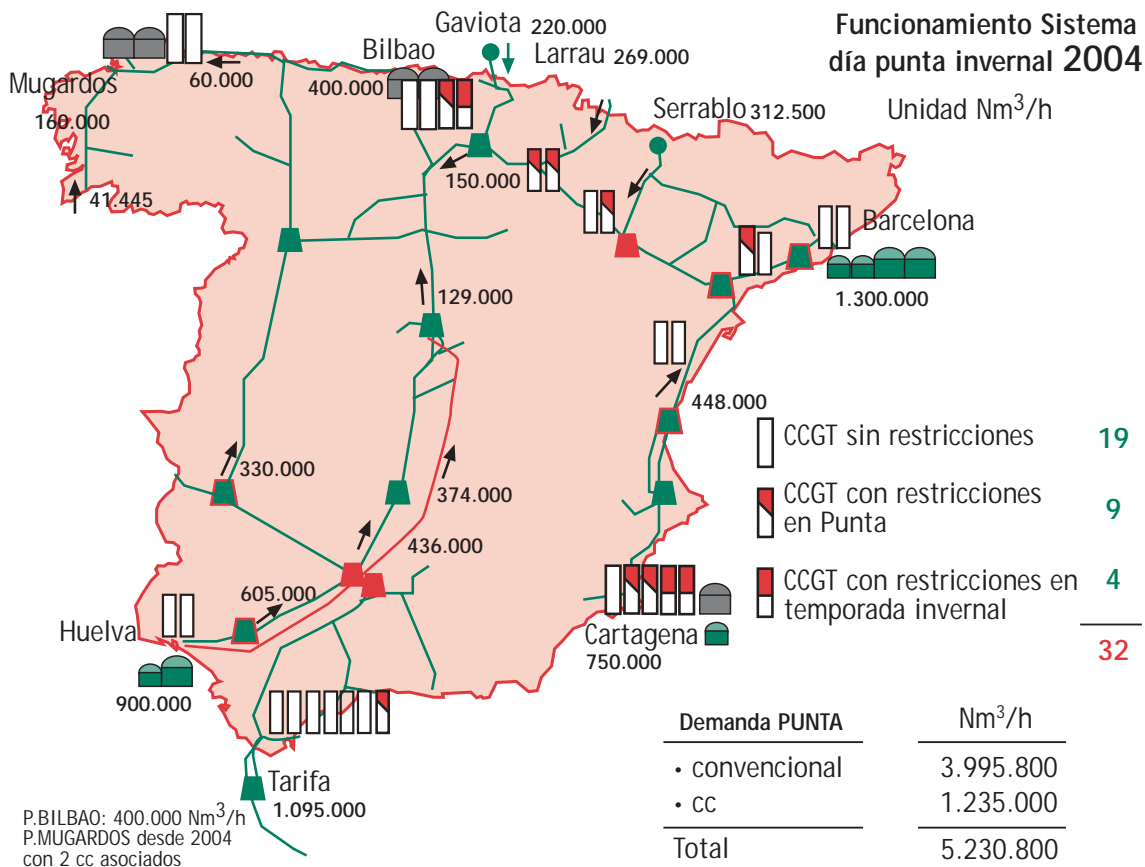
La capacidad de entrada con todas las infraestructuras propuestas para el año 2004 sería de 6.850.000 m³(n)/h. Esto implicaría que con la construcción de las mismas se

dispondría de suficiente capacidad de entrada al sistema para suministrar cualquiera de los dos escenarios de demanda convencional y los ciclos combinados del escenario más probable de la CNE.

Pasemos ahora a examinar si existirían restricciones de transporte, con las simulaciones del Gestor Técnico del Sistema para demanda convencional punta normal y extrema, y con 32 ciclos combinados.

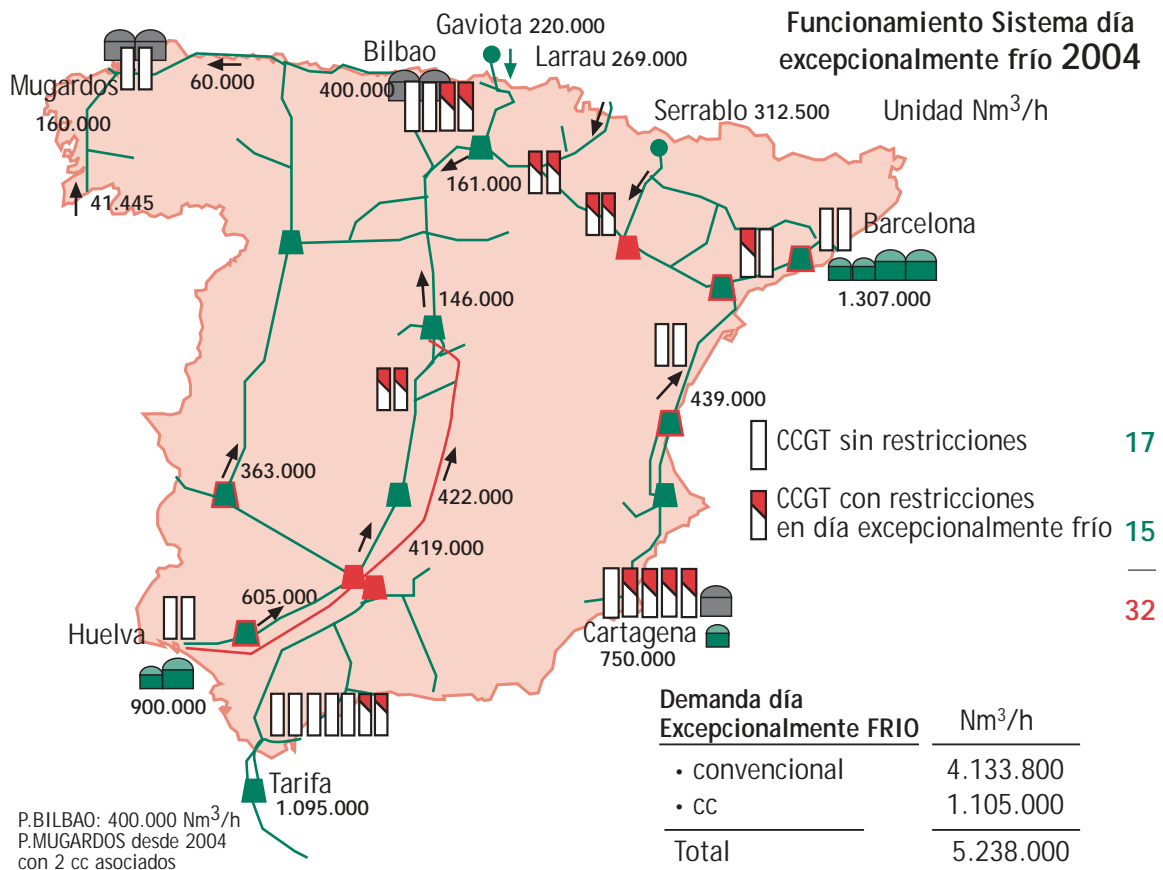
Según estas simulaciones recogidas en las **figuras 7.1.19 y 7.1.20** se suministraría toda la demanda convencional tanto en punta normal como en punta extrema, siendo posible atender en el primer caso, 19 grupos de 400 MW y en el segundo 17. Esto quiere decir que aunque existan propuestas para disponer de capacidad de entrada suficiente, no existe

Figura 7.1.19. Funcionamiento del sistema en el año 2004 con el escenario de demanda convencional normal y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



Fuente: ENAGAS

Figura 7.1.20. Funcionamiento del sistema en el año 2004 con el escenario de demanda convencional punta extrema y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



Fuente: ENAGAS

capacidad de transporte para atender a todos los ciclos combinados previstos por ENAGAS para el año 2004.

Los problemas de transporte se generalizan en toda la red, existiendo problemas en todos los subsistemas.

En este año, el escenario de infraestructuras y de demanda previsto por la CNE difiere de las estimaciones del Gestor. En nuestro caso consideraremos:

- El escenario de demanda más probable de ciclos combinados de la CNE; que establece la necesidad de atender al menos 26 grupos de 400 MW.
- La capacidad de emisión de Bilbao será de 800.000 m³(n)/h, es decir, 400.000 m³(n)/h más, de acuerdo con las últimas previsiones de BBG.

- La planta de regasificación de Sagunto con una capacidad de regasificación de 750.000 m³(n)/h, se considera disponible ya que sus promotores anuncian su disponibilidad para finales de año. Esta planta se justifica por la alta demanda tanto convencional como de ciclos combinados existente en su zona.

- No se considera aún disponible la planta en la ría del Ferrol en el 2004 ya que la demanda convencional esperada en su zona de influencia puede ser atendida con el sistema actual. Los dos ciclos combinados en la zona, que tendrían un consumo de 130.000 m³(n)/h en punta, no figuran en el escenario previsto por la CNE aún para este año. La necesidad de la planta en la ría del Ferrol, desde el punto de vista del sistema gasista, viene motivada por la presencia de ciclos combinados en la zona. De otra forma, posiblemente no fuera

necesaria para abastecer la demanda del sistema gasista.

Además de los refuerzos considerados por los transportistas, y de acuerdo con las estimaciones del Gestor Técnico del Sistema, serían precisas algunas infraestructuras adicionales para vehicular el aumento de capacidad de regasificación adicional de la planta de Bilbao:

- Gasoducto Leмона-Haro de 80 km en 24"
- Ampliación de la Estación de Compresión de Haro

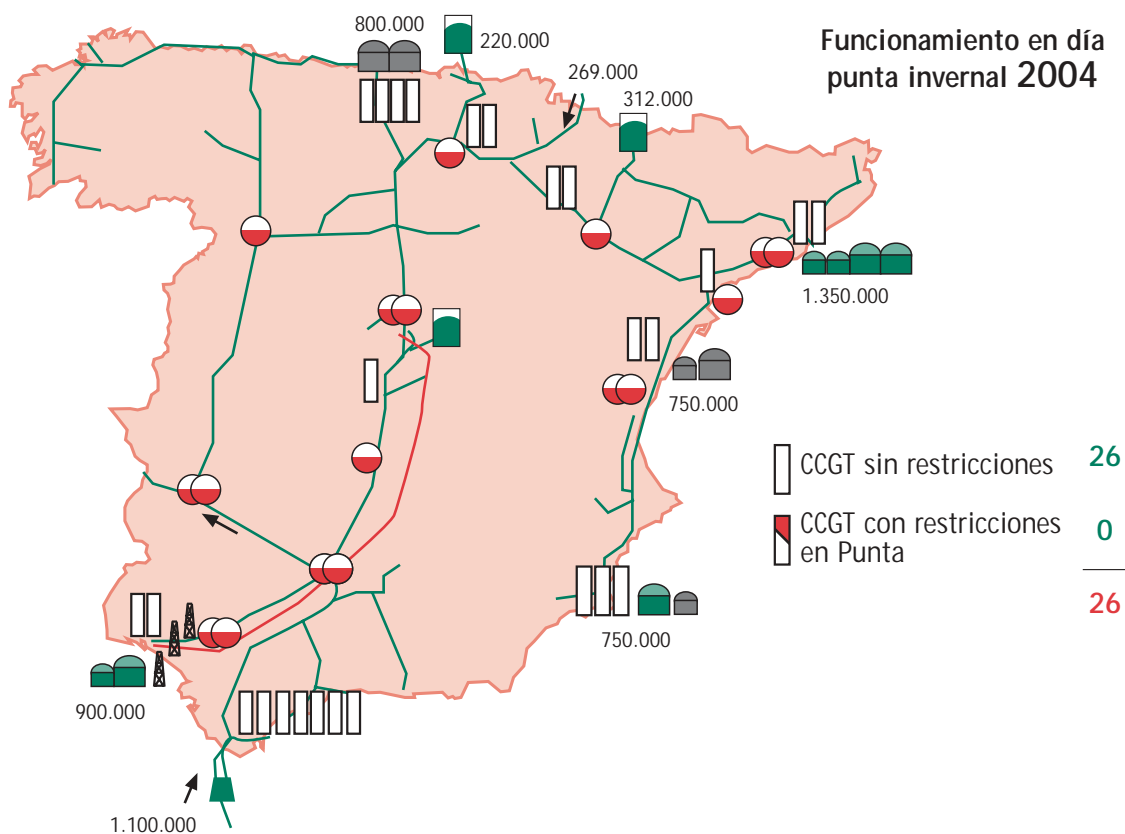
La estimación del funcionamiento del sistema con estos supuestos se muestra en la **figura 7.1.21**.

Según nuestras estimaciones, los 400.000 m³(n)/h adicionales de Bilbao y los 750.000 m³(n)/h de Sagunto,

figura 7.1.21, servirían para atender a 9 grupos de 400 MW adicionales: dos en el País Vasco, dos en la Rioja, uno en Navarra, dos en Cartagena, uno en Tarifa y otro en Castilla – La Mancha, no sólo por el aumento de capacidad de entrada, sino porque su situación geográfica disminuye las necesidades de transporte del sistema, haciendo posible que se suministren todos los ciclos.

Resumiendo, las infraestructuras necesarias para el año 2004 serían las propuestas por los agentes, a excepción de la Planta de El Ferrol, y el refuerzo del gasoducto Leмона-Haro que sería necesario para vehicular el gas de la Planta de Bilbao hacia ambos lados de Haro, junto con el refuerzo de esta estación de compresión.

Figura 7.1.21. Funcionamiento del sistema en el año 2004 con el escenario de demanda punta convencional normal y los ciclos combinados considerados por la CNE, sin considerar aún la planta en la ría del Ferrol, teniendo en cuenta 400.000 m³(n)/h más de emisión por Bilbao y un equipo de vaporización más en Cartagena



Fuente: CNE

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA GASISTA EN EL AÑO 2005

El escenario de demanda a cubrir en este año sería el indicado en la **figura 7.1.22**.

Las infraestructuras que tiene en cuenta el Gestor sobre la solución final estimada para el año 2004 serían disponer

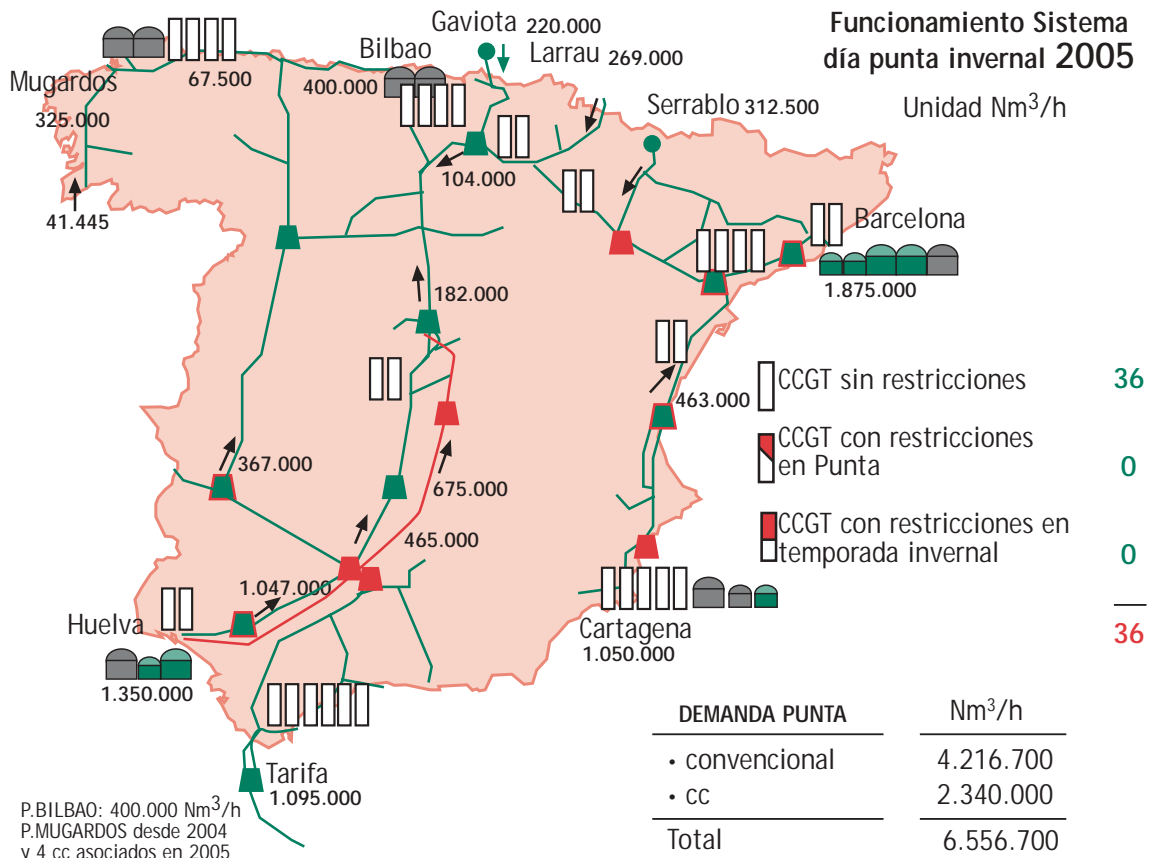
de la planta en la ría del Ferrol, tres nuevos tanques de GNL de 150.000 m³ (en Barcelona, Huelva y Cartagena) y unas capacidades de emisión que totalizarían los 1.850.000 m³(n)/h en Barcelona, 1.050.000 m³(n)/h en Cartagena y 1.400.000 m³(n)/h en Huelva. También estaría disponible la duplicación del gasoducto Barcelona-Tivissa, la ampliación de las estaciones de compresión de Tivissa, Arbós y Zamora, las nuevas estaciones de

Figura 7.1.22. Demanda punta prevista para el año 2005

2005	Mte/día	m ³ (n)/h	Nº grupos
Demanda convencional punta normal	1.012	4.216.700	
Demanda convencional punta extrema	1.048	4.366.700	
Demanda ciclos. Fuente Enagas	562	2.340.000	36
Demanda ciclos. Fuente CNE	499	2.080.000	32

Fuente CNE

Figura 7.1.23. Funcionamiento del sistema en el año 2005 con el escenario de demanda convencional normal y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



Fuente: ENAGAS

compresión de Alcazar de San Juan y Alcoy y el aumento de la capacidad de almacenamiento en Sta. Bárbara hasta 667 Mm³(n) y el nuevo almacenamiento subterráneo de Reus o Sariñena con una capacidad para este año de 100 Mm³(n).

Otras propuestas no consideradas por el Gestor son la conexión Alcazar de San Juan-Alcudia de Crespins (Levante- Centro) y la duplicación del Bergara-Irún.

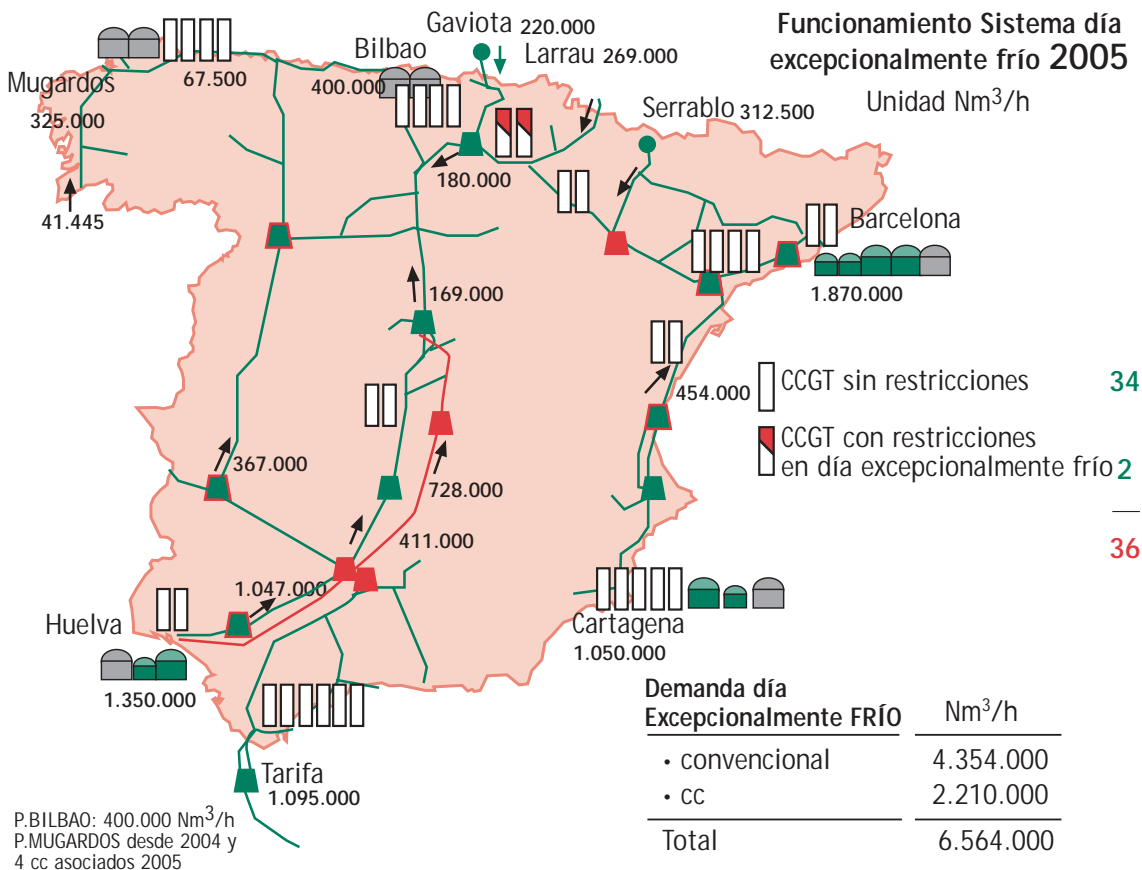
La capacidad de entrada al sistema en el 2005 con las infraestructuras propuestas por los agentes del sistema sería de 8.150.000 m³(n)/h. Esta capacidad de entrada sería suficiente para cubrir la demanda prevista para el año 2005, y superaría en más de 1.500.000 m³(n)/h la capacidad requerida sobre el escenario previsto por la CNE.

En las **figuras 7.1.23 y 7.1.24** se incluyen las simulaciones del Gestor Técnico del Sistema para el 2005 con los dos escenarios de demanda convencional que consideramos y el escenario de ciclos combinados del Gestor: 36 grupos de 400 MW.

A la vista de los resultados de las simulaciones del Gestor Técnico del Sistema, se estaría ante un año, en el que aún sin considerar todas las propuestas de los agentes, se cubre por primera vez la demanda del sistema y queda capacidad de entrada adicional, mejorando el grado de cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

El escenario de la CNE presenta dos variaciones sobre el escenario presentado por ENAGAS. Se prevé disponer de 32 ciclos en lugar de los 36 que propone el Gestor y no se

Figura 7.1.24. Funcionamiento del sistema en el año 2005 con el escenario de demanda convencional punta extrema y los ciclos combinados considerados por ENAGAS



Fuente: ENAGAS

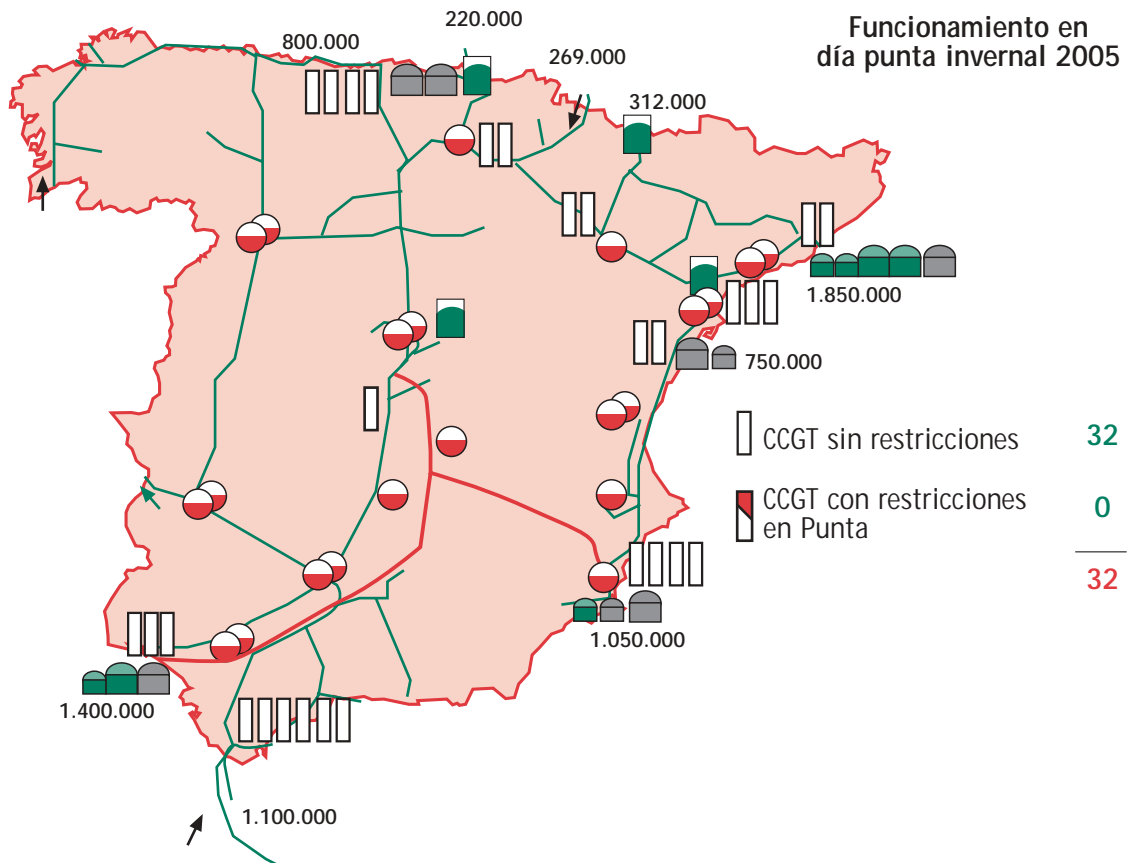
prevé todavía ningún ciclo combinado en Galicia. Como ya se ha comentado, sin ciclos combinados en la zona, el sistema gasista podría alimentar la demanda sin ser estrictamente necesaria la planta en la ría del Ferrol. En caso de que no se desarrollaran dichos ciclos la producción de la planta podría ser del orden de unos 150.000 m³(n)/h al estar limitada por el pequeño diámetro de los gasoductos que la conectan con el resto del sistema y por una demanda local no muy alta.

Por otro lado, hay que señalar que en los años 2004 y 2005, como se verá en el apartado 7.1.5, la capacidad de almacenamiento de GNL del sistema gasista no alcanzará los 10 días previstos en el RD 949/2001. Así pues, aunque para atender a la demanda puede no ser precisa la construcción de una nueva planta de GNL, sí se necesitarán varios tanques de GNL adicionales en el sistema, siendo la inversión en tanques el principal coste de una planta de regasificación.

La otra variación sobre el escenario considerado por el Gestor, al igual que en el 2004, es la emisión de la Planta de Bilbao de 800.000 m³(n)/h y la disponibilidad de la Planta de Sagunto, lo que aumentaría la seguridad del sistema frente a fallos de aprovisionamiento puntuales.

Existen otros dos casos en los que las infraestructuras que presenta el Gestor en las simulaciones anteriores difieren con las propuestas de los agentes. Uno corresponde al caso de conexión del Levante con el centro peninsular (este-oeste). Esta infraestructura se considera necesaria desde el punto de vista de seguridad del sistema, ya que

Figura 7.1.25. Funcionamiento del sistema en el año 2005 con el escenario de demanda punta convencional normal y los ciclos combinados considerados por la CNE, teniendo en cuenta 400.000 m³(n)/h más de emisión por Bilbao



Fuente CNE

posibilita el intercambio de gas entre las zonas occidental y oriental en caso de fallo de alguna de las entradas. El otro caso es la duplicación del gasoducto Bergara-Irún (en 24 y 26 ") propuesto también para este año, y que se considera adecuado en principio, al aumentar la capacidad de intercambio con el resto de Europa, aunque sería preciso disponer de más información sobre el mismo.

Con todos estos datos, nuestra visión de dimensionamiento del sistema sería la que se especifica en la **figura 7.1.25** para el año 2005.

7.1.4. Infraestructuras de seguridad del sistema (transporte)

El estudio de la seguridad del sistema gasista pretende señalar las medidas de infraestructura encaminadas a garantizar el suministro firme de toda la demanda en el territorio nacional, no sólo en las condiciones de funcionamiento normal del sistema, sino en los casos particulares en los que concurriesen anomalías que hiciesen peligrar la garantía de suministro.

Para ello, el Gestor Técnico del Sistema ha realizado un estudio sobre el sistema de transporte ante fallo de una de las entradas. El objetivo de su estudio es cubrir toda la demanda pudiendo cortar como máximo dos grupos de 400 MW de ciclo combinado. ENAGAS indica que las conclusiones de su estudio, conducen a los siguientes dimensionamientos del futuro sistema de transporte:

- Nuevo gasoducto Córdoba-Madrid: Incremento del diámetro de 30" a 32"
- Duplicación del gasoducto Barcelona-Tivissa: Esta duplicación de 162 km en 24" es necesaria casi únicamente para suplir hipotéticos fallos de la planta de Barcelona. A ella va asociada la ampliación de la estación de compresión de Tivissa y la segunda parte de la ampliación de Arbos, previsto todo para el 2005.

- Nuevo gasoducto Alcazar de San Juan-Alcudia de Crespins: religa los sistemas Mediterráneo y oeste, permitiendo el flujo de oeste a este supliendo con gas del sur (Huelva y Magreb) hipotéticos fallos en las plantas de regasificación del Mediterráneo o pudiendo transportar gas de este a oeste en caso de fallo de Magreb, supliéndolo con más producción de las plantas de regasificación del Mediterráneo. En operación normal, el flujo a través de este gasoducto hasta el 2005 sería prácticamente nulo. El Gestor Técnico del Sistema considera este trazado de unión el más idóneo, por encontrarse a medio camino entre la planta de Cartagena y la futura planta anunciada en Levante.

- Estaciones de compresión de Alcázar de San Juan (550.000 m³(n)/h) y Alcudia de Crenspins (600.000 m³(n)/h): Cada una situada en un extremo del gasoducto anterior para darle la flexibilidad de explotación necesaria. En operación normal estarían paradas.

Estas infraestructuras de transporte presuponen un sobredimensionamiento de la capacidad de entrada al sistema, que como ya se ha visto se producía con las infraestructuras propuestas para el año 2005.

En cualquier caso, sería preciso disponer de criterios de seguridad conocidos y aceptados que sirvan de base a la planificación de la red.

7.1.5. Análisis de la capacidad de almacenamiento del sistema

Hasta aquí hemos analizado las capacidades de entrada al sistema, regasificación incluida y la capacidad de transporte. Nos queda un punto fundamental, desde el punto de vista de seguridad, que es la capacidad de almacenamiento, que fundamentalmente se divide por su ubicación física en la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, en almacenamientos subterráneos y en gasoducto. Estas tres ubicaciones han de responder a las

necesidades de almacenamiento operativo, estacional y estratégico.

En este apartado se considera únicamente la capacidad de almacenamiento de los tanques de GNL y de los almacenamientos subterráneos, ya que el stock de gas en los gasoductos es despreciable, no llegando ni a medio día de autonomía.

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN TANQUES DE GNL

En primer lugar se analiza la disponibilidad de almacenamiento en tanques de GNL por cada planta de regasificación. De acuerdo con el Real Decreto 949/2001 la capacidad de almacenamiento a que da derecho el peaje de regasificación es de cinco días de la capacidad diaria contratada hasta el 2004 y a partir de este año, diez días.

Se supone que la capacidad de regasificación contratada coincidirá con el caudal máximo diario de cada planta correspondiente a la punta invernal anual (la capacidad de regasificación de la planta puede ser superior).

Para el cálculo de los días de autonomía en tanques, dividimos la capacidad de almacenamiento de los tanques entre el caudal máximo diario previsto en cada una de las plantas de regasificación para cada año. Del volumen total de los tanques descontaremos un 10% correspondiente a los talones.

Con estos datos se calculan los días de autonomía del tanque, **figura 7.1.26.**

A la vista de estos resultados, *la conclusión es que el sistema en general queda por debajo de los diez días que son necesarios a partir del 2004.* En particular, las nuevas planta de Bilbao y Sagunto sí cumplirían con la legislación, y si se llevara a cabo el proyecto de la nueva planta de la ría del Ferrol con dos tanques de 150.000 m³ y una emisión de 400.000 m³(n)/h la autonomía de esta planta estaría en torno a los 20 días, con lo que aumentaría la autonomía global del sistema.

Las tres plantas de ENAGAS, pese a haberse dotado todas de un tanque extra de 150.000 m³ GNL, sólo tendrían para el año 2005 una media de 6 días de autonomía en Barcelona y Huelva y 8 en Cartagena.

Es evidente que aunque se haga un importante esfuerzo en la construcción de tanques y plantas de GNL, con la duplicación de la demanda que se espera en los próximos cinco años, los parámetros de autonomía no mejoran excesivamente sobre los actuales.

Realmente, para que estas tres plantas alcanzasen los diez días de autonomía manteniendo la capacidad de regasificación propuesta para el 2005, Barcelona necesitaría contar, además del quinto tanque ya propuesto, con dos nuevos tanques de 150.000 m³ de GNL mientras que Huelva y Cartagena necesitarían otro tanque de 150.000 m³ de GNL cada una. El sistema de plantas de

Figura 7.1.26. Autonomía de tanques de GNL

Autonomía Tanques de GNL	2001 días	2002 días	2003 días	2004 días	2005 días
Barcelona	6,0	4,1	4,5	4,8	6,3
Huelva	10,6	8,2	4,5	4,8	6,6
Cartagena	3,6	6,1	5,4	5,8	8,8
Bilbao			18,9	10,1	11,2
Sagunto				10,8	12
TOTAL	6,5	5,4	6,4	8,3	8,2

Fuente: CNE

regasificación a nivel global, para tener 10 días de autonomía en el año 2005, sólo necesitaría tres tanques, siempre que no importase su localización.

CAPACIDAD DE LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS

De acuerdo con el artículo 98 de la Ley del Sector de Hidrocarburos, los transportistas y comercializadores que incorporen gas al sistema deben mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 35 días de sus ventas firmes.

En el cálculo de la capacidad de los almacenamientos subterráneos se considera únicamente la capacidad útil de almacenamiento, sin contar el gas colchón. Para el cálculo de la capacidad disponible para el almacenamiento estratégico se restan los valores que el Gestor Técnico del Sistema estima que necesitará como almacenamiento estacional y operativo.

Para el cálculo de los días de autonomía correspondientes a las existencias estratégicas o de seguridad en almacenamientos subterráneos, se considera la demanda firme correspondiente al día medio anual, restando de la demanda total la demanda de las plantas satélites y el mercado interrumpible. Se ha considerado que en su mayor parte el mercado térmico convencional es interrumpible y que todos los nuevos ciclos son firmes y

por tanto necesitan tener reservas estratégicas. Los días de autonomía de los almacenamientos subterráneos se muestran en la **figura 7.1.27**.

A la vista de los resultados es evidente afirmar que se está muy lejos de que los almacenamientos subterráneos proporcionen los 35 días de almacenamiento estratégico que la legislación vigente establece.

Existe una carencia regulatoria en este punto, al no haberse aprobado el Reglamento de reservas estratégicas, seguridad de suministro y diversificación de existencias. Como ya se apuntó debe dilucidarse la forma de contabilizar las reservas estratégicas (si se consideran sólo las de los almacenamientos subterráneos o si también se pueden contabilizar como estratégicas el almacenamiento operativo en tanques o gasoductos) y además se debe poner en marcha la inspección y control de las obligaciones de mantenimiento de dichas existencias, hasta ahora inexistente¹.

Sólo contabilizando la capacidad asignada al almacenamiento operativo en tanques y almacenamientos se podrían llegar a alcanzar los 35 días preceptivos de existencias de seguridad.

¹ La inspección y control de las existencias mínimas y de seguridad de gas corresponde a la CORES, de acuerdo con el artículo 7, punto 14 del RD-L 6/2000.

Figura 7.1.27. Capacidad de los almacenamientos subterráneos

	2001	2002	2003	2004	2005
Capacidad útil de almacenamiento Mm ³ (n)	1275	1275	1518	1885	2685
Necesidades operativas y estacionales Mm ³ (n)	825	902	985	1049	1114
Capacidad de almacenamiento estratégico Mm ³ (n)	450	373	533	836	1571
Demanda media firme incluyendo ciclos Mm ³ (n)/día	42,7	52,6	62,2	71	77
Días de almacenamiento operativo y estacional [días]	19	17	16	15	14
Días de almacenamiento estratégico [días]	11	7	9	12	20

Fuente: CNE

A la vista de los resultados de la **figura 7.1.27**, es evidente que sólo si se contabiliza la capacidad asignada al almacenamiento operativo y en tanques de GNL se podría disponer de valores cercanos a los 35 días de existencias de seguridad que establece la legislación vigente.

Por otra parte, la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos pasaría de 88 Mte/día en el año 2001 a 127 Mte/día en el año 2005, un 44 % de incremento. Sin embargo, la demanda punta crece en mayor proporción, de manera que el grado de cobertura de la demanda punta que se puede cubrir con la extracción de los almacenamientos desciende en términos porcentuales del 12% en el 2001 al 8 % en el 2005.

Es, por tanto, necesario concluir que el sistema gasista español tiene una necesidad acuciante de desarrollo de almacenamientos subterráneos, ya que éstos no sólo constituyen el lugar idóneo para almacenar reservas estratégicas, sino que proporcionan capacidad de producción y, por tanto, flexibilidad al sistema ante el fallo de alguna de las entradas de gas.

7.1.6. Cobertura de la demanda con las nuevas propuestas de infraestructura

En la **Figura 7.1.28** se compara la demanda del día punta de cada año (demanda punta año normal), con la capacidad máxima por cada uno de los puntos de entrada, considerando el escenario de ciclos y la propuesta de infraestructuras de la CNE, para llegar a obtener la diferencia o grado de cobertura entre la capacidad de entrada y la demanda.

Estos resultados obtenidos son congruentes con el análisis que se había realizado hasta ahora del sistema.

En el invierno próximo, 2001-2002, no existe capacidad excedentaria para el escenario de demanda considerado, encontrándose el sistema al límite de su capacidad.

En el año 2002, como se indicó en el apartado anterior, en el mejor de los casos no se podría suministrar a 3 de los 7 ciclos combinados previstos en los días de mayor demanda del sistema.

Figura 7.1.28: Balance de la capacidad máxima de entrada al sistema y la demanda punta normal. Datos en Mte/día

Mte/día	2001	2002	2003	2004	2005
Demanda					
Punta normal	730	914	1079	1365	1511
Capacidad por punto de entrada					
Barcelona	228	276	288	300	408
Huelva	108	108	219	216	336
Cartagena	64	144	180	180	252
Bilbao	0	0	96	192	192
Sagunto	0	0	0	180	180
Tarifa	180	180	192	264	264
Larrau	63	63	63	63	63
AA.SS Gaviota	52	52	52	52	52
AA. SS Serrablo	36	48	48	75	75
Yacimientos Nacionales	15	10	0	0	0
Total Capacidad	741	881	1135	1522	1822
Balance Capacidad –Demanda [Mte/día]	+11	-33	+56	+157	+311
Grado cobertura demanda [%]	101%	96%	105%	111%	120%

Fuente: CNE

En el año 2003, empieza a haber capacidad de entrada excedentaria, con el adelanto de infraestructuras propuesto.

El 2004 sería el primer año donde se podría hablar de cobertura total de la demanda e infraestructuras que pueden asegurar la seguridad del sistema ante fallos de aprovisionamientos.

En la tabla anterior no se tienen en cuenta las restricciones derivadas de la falta de capacidad de transporte. Además, hay que señalar que parte de la demanda a suministrar será demanda interrumpible. El Gestor Técnico del Sistema deberá disponer de un plan de actuación que contemple las medidas a tomar en caso de fallo de uno de los puntos de entrada al sistema, que intentará suplir a través del resto del sistema o de no ser suficiente, a través de la regulación de mercado interrumpible.

7.1.7. Otras consideraciones relativas a los ciclos combinados

Con independencia de las infraestructuras propuestas en apartados anteriores, ENAGAS ha firmado varios

contratos de ATR con comercializadores o promotores de ciclos combinados en los que se condiciona el suministro de estos ciclos combinados a la construcción de determinadas infraestructuras.

En la **figura 7.1.29**, se indican estas infraestructuras imprescindibles para el suministro a los ciclos combinados, según su ubicación, y que ENAGAS ya se ha comprometido a construir, una vez obtenidas las autorizaciones correspondientes.

Algunos de los contratos de acceso de los ciclos combinados presentan cláusulas de interrumpibilidad del suministro de gas en uno o varios de los periodos invernales 2002-2003, 2003-2004, y 2004-2005, cuando por motivos climatológicos la demanda convencional supere los 705 Mte/día, 800 Mte/día y 870 Mte/día para cada periodo respectivamente. Según dichos contratos, los cortes durarán para la mayoría de los ciclos un máximo de 6 días consecutivos o alternos en uno o más de los inviernos considerados, mientras que en una minoría de centrales de generación podría abarcar un mayor número de días o la totalidad del invierno.

Figura 7.1.29. Construcción de infraestructuras vinculadas a contratos de ciclos de generación

Ubicación Ciclos	Fecha de entrada en operación	Infraestructuras necesarias		
		Plantas de regasificación	Nuevos Gasoductos	Estaciones de compresión
Castellón	2003	- Incremento de emisión hasta 450.000 m ³ (n)/h y nuevo tanque de almacenamiento de 105.000 m ³ GNL en Cartagena - Incremento de emisión a 72 bar hasta 120.000 m ³ (n)/h en Barcelona	- Onteniente-Paterna	- Ampliación de EC de Paterna
Cádiz	2004-2006	- Incremento de emisión a 72 bar hasta 900.000 m ³ (n)/h en Huelva	- Huelva-Córdoba	- Ampliación de EC de Sevilla - Nueva EC en Paterna
Huelva	2005	- Incremento de emisión a 72 bar hasta 900.000 m ³ (n)/h en Huelva	- Huelva-Córdoba	
Toledo	2005	- Incremento de emisión a 72 bar hasta 900.000 m ³ (n)/h en Huelva	- Huelva-Córdoba	
Zaragoza	2006	- Incremento de emisión hasta 750.000 m ³ (n)/h en Cartagena	- Onteniente-Paterna - Barcelona-Tivissa	

7.1.8. Conclusiones y plan de urgencia de infraestructuras gasistas

1. Los importantes aumentos en la demanda de gas natural previstos, tanto convencional como para la alimentación de nuevas centrales de ciclo combinado, exigen un importante esfuerzo de construcción de nuevas infraestructuras de transporte, regasificación y almacenamiento de gas natural.

Las infraestructuras que esta Comisión considera urgentes para los próximos años, se indican en la **figura 7.1.30**.

Se ha considerado que los refuerzos previstos hasta el 2004 deben acometerse con urgencia, y las autorizaciones correspondientes a dichas instalaciones deberían ser otorgadas en las próximas semanas para que las infraestructuras puedan estar disponibles en su fecha prevista.

Las infraestructuras que podrían entrar en funcionamiento en el año 2005, mostradas en sombreado en la **figura 7.1.30**, son indicativas de la posible evolución del sistema gasista, que serán objeto de consideración, de nuevo, en los posteriores informes anuales que desarrollará esta Comisión.

Figura 7.1.30. Infraestructuras urgentes y mínimas a disponer en 2004, por tanto debe acometerse de forma inmediata su construcción. Las infraestructuras en 2005 deberían, por tiempo, ser el resultado de la planificación ministerial

Infraestructuras	2001	2002	2003	2004	2005
Plantas de regasificación					
Barcelona: Capacidad de emisión hasta 1.350.000 m ³ (n)/h		X			
Nuevo atraque para buques de 150.000 m ³ GNL			X		
Nuevo tanque de capacidad 150.000 m ³ GNL					X
Capacidad de emisión hasta 1.850.000 m ³ (n)/h					X
Huelva: Capacidad de emisión hasta 900.000 m ³ (n)/h			X		
Nuevo tanque de capacidad 150.000 m ³ GNL					X
Capacidad de emisión hasta 1.400.000 m ³ (n)/h					X
Cartagena: Nuevo tanque de capacidad 105.000 m ³ GNL		X			
Capacidad de emisión hasta 600.000 m ³ (n)/h		X			
Capacidad de emisión hasta 750.000 m ³ (n)/h			X		
Nuevo tanque de capacidad 150.000 m ³ GNL					X
Capacidad de emisión hasta 1.050.000 m ³ (n)/h					X
Bilbao: Nueva planta con emisión de 400.000 m ³ (n)/h y dos tanques de 150.000 m ³ GNL cada uno			X		
Capacidad de emisión hasta 800.000 m ³ (n)/h				X	
Sagunto: Nueva planta con emisión de 750.000 m ³ (n)/h y dos tanques de 150.000 m ³ GNL cada uno				X	
Gasoductos					
Duplicación Arrigorriaga-Santurce en 30"		X			
Gasoducto Irún-Irún, 3 km en 26"			X		
Gasoducto Huelva-Córdoba, 241 km en 30"			X		
Gasoducto Córdoba-Madrid, 361 km en 32"			X		
Gasoducto Algete-Sta. Bárbara				X	
Gasoductos ligados a la ampliación de la Planta de Bilbao en el entorno de Haro				X	
Gasoducto Lemona-Haro, 80 km en 24"				X	
Gasoducto Barcelona-Tivissa, 162 km en 24"					X
Gasoducto Centro Levante					X
Interconexión Bilbao-Francia					X

Infraestructuras	2001	2002	2003	2004	2005
Estaciones de compresión					
Ampliación de Almendralejo hasta 800.000 m ³ (n)/h	X				
Ampliación de Arbos hasta 600.000 m ³ (n)/h			X		
Ampliación de Paterna hasta 800.000 m ³ (n)/h			X		
Ampliación de Sevilla hasta 1.000.000 m ³ (n)/h				X	
Ampliación de Algete hasta 400.000 m ³ (n)/h				X	
Nueva estación en Zaragoza con 400.000 m ³ (n)/h de emisión				X	
Nueva estación en Córdoba con 2.300.000 m ³ (n)/h de emisión				X	
Ampliación de Haro				X	
Ampliación de Arbos hasta 800.000 m ³ (n)/h					X
Ampliación de Tivissa hasta 800.000 m ³ (n)/h					X
Ampliación de Zamora hasta 400.000 m ³ (n)/h					X
Nueva estación en Alcázar de San Juan con 400.000 m ³ (n)/h					X
Nueva estación en Alcoy con 600.000 m ³ (n)/h de emisión					X
Nueva estación en Alcudia de Crespins con 400.000 m ³ (n)/h					X
Almacenamientos Subterráneos					
Serrablo: Aumento capacidad extracción hasta 200.000 m ³ (n)/h		X			
Aumento capacidad almacenamiento útil hasta 738 m ³			X		
Aumento capacidad almacenamiento útil hasta 938 m ³				X	
Aumento capacidad extracción hasta 312.000 m ³ (n)/h				X	
Sta. Bárbara(GU): Nuevo almacenamiento capacidad 167Mm ³ (n)				X	
Aumento capacidad almacenamiento útil hasta 667 Mm ³ (n)					X
Reus(T)/Sariñena(HU) Nuevo almacenamiento					X

2. Las infraestructuras gasistas propuestas por los operadores no son capaces de atender a toda la demanda convencional y de ciclos combinados previstos para los años 2002 y 2003, corrigiéndose la situación a partir del año 2004.

Por ello, esta Comisión propone acelerar la construcción de determinadas infraestructuras básicas, de manera que entren en funcionamiento un año antes de lo previsto, evitando las restricciones del sistema.

En concreto deben adelantarse las siguientes infraestructuras del año 2004 al año 2003:

- Aumento de producción de Huelva desde 450.000 m³(n)/h hasta 900.000 m³(n)/h.
- Gasoducto Huelva-Córdoba y Gasoducto Córdoba-Madrid.

• Ampliación de la estación de compresión de Sevilla y nueva estación de compresión de Córdoba.

3. En este estudio se ha considerado que las nuevas infraestructuras entran en servicio en las fechas previstas por los promotores de cada proyecto.

Cualquier retraso en la construcción de las infraestructuras provocará mayores restricciones en la cobertura de la demanda que las previstas en este estudio. En particular, un retraso en la ampliación de la capacidad de regasificación, en la construcción del gasoducto Huelva – Córdoba – Madrid, en la construcción de la Planta de Sagunto, o en la ampliación de la capacidad del gasoducto del Magreb en su tramo internacional, pueden comprometer muy seriamente el suministro no solo a los nuevos ciclos combinados, sino también a parte del mercado convencional.

La necesidad de disponer de estas infraestructuras en un plazo de tiempo muy corto hace necesario un esfuerzo tanto de los operadores como de la Administración para acelerar los plazos de construcción. En este aspecto, se considera necesario que las infraestructuras gasistas más urgentes, se autoricen por asignación directa al operador que las ha propuesto, y sin esperar a la aprobación formal de la planificación en materia de hidrocarburos.

El análisis principal de la cobertura de la demanda se ha realizado para un día punta normal, correspondiente al día más frío de cada 5 años. En caso de producirse un día de climatología más extrema, también serán superiores las restricciones sobre el sistema gasista.

4. El análisis de la capacidad de almacenamiento subterráneo y de GNL revela la existencia de déficit de capacidad de almacenamiento para cumplir con las obligaciones de mantenimiento de 35 días de existencias estratégicas impuestas por la Ley 34/1998, así como con los 10 días de capacidad de almacenamiento de GNL incluidas en el peaje de regasificación.

Durante el periodo considerado aumenta notablemente la capacidad de almacenamiento pero la demanda aumenta a un ritmo similar, con lo que se mantiene la situación actual de déficit.

La aprobación del reglamento de existencias mínimas y diversificación, aún pendiente, debe contribuir a definir y controlar las responsabilidades sobre el mantenimiento de existencias mínimas entre los operadores.

5. No se valoran en este estudio otros proyectos que se estima que podrían entrar en funcionamiento a partir del año 2005, ya que el análisis de los mismos corresponde a la planificación a más largo plazo que está elaborando el Ministerio de Economía. No obstante, posibles retrasos no deberían de poner en

peligro los futuros proyectos que puedan ser necesarios para el sistema, que han de ser objeto de consideración continuada.

6. La publicación del nuevo régimen económico de las actividades del sector gasista debe asegurar la rentabilidad de los proyectos de regasificación, transporte y almacenamiento, contribuyendo al mantenimiento del impulso inversor en las infraestructuras gasistas necesarias para el sistema.

Otros criterios de seguridad: dimensionamiento del sistema gasista para hacer frente a problemas en los puntos de entrada

Otro factor que se ha de tener en cuenta desde el punto de vista de seguridad y cobertura de la demanda, es el relativo al dimensionamiento necesario que ha de tener el sistema gasista para hacer frente a un fallo temporal en alguna de las entradas de gas al sistema gasista (plantas de regasificación, conexión internacional y almacenamiento subterráneo).

Aunque la probabilidad de indisponibilidad de las instalaciones de entrada de gas es históricamente pequeña, lo cierto es que no es nula, por tanto el diseño del sistema gasista debería tener en cuenta esta posibilidad. Los siguientes criterios podrían incorporarse en el diseño de las nuevas instalaciones para incrementar la seguridad estructural del sistema y proporcionar mayor garantía del suministro:

- Aumento del número de puntos de entrada de gas al sistema (plantas de regasificación y gasoductos internacionales).
- Dimensionamiento adicional de las diferentes entradas de gas existentes.
- Reparto adecuado de las capacidades de entrada de gas entre las diversas instalaciones.
- Aumento del mallado en la red básica.

La aplicación de estos criterios introduciría un conjunto de ventajas entre las que destacaremos: la disminución de las consecuencias ocasionadas sobre el suministro por la interrupción temporal del servicio en uno de los puntos de entrada de gas; disminución de la distancia media de transporte hasta los puntos de consumo; el aumento de la posibilidad de ayuda entre los subsistemas gasistas existentes: eje oriental (Levante), eje occidental -centro y eje del Ebro.

7.2. Adecuación de la red de transporte de energía eléctrica para la garantía del suministro: corto y medio plazo

7.2.1. Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación de la red de transporte de energía eléctrica

La red de transporte de energía eléctrica debe ser diseñada y planificada de modo que, en la operación del sistema eléctrico, se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida.

Los parámetros que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son fundamentalmente: la frecuencia, las tensiones de los nudos y los niveles de carga de los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparata asociada).

En estado normal de funcionamiento del sistema, los niveles de carga no deben superar la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas definidos para las diferentes épocas del año.

Asimismo, el sistema debe mantener, incluso ante contingencias, sus parámetros de control dentro ciertos límites. Las contingencias que deben ser consideradas en los análisis de seguridad son:

- El fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (criterio N-1).
- El fallo simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 km de su trazado.
- En situaciones especiales, cuando la puesta en práctica de las medidas de operación tras una contingencia requiera un tiempo excesivo, debe considerarse también el fallo del mayor equipo generador de la zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema.

Fallo simple (Criterio N-1)

- No deben producirse cortes de mercado.
- No deben producirse sobrecargas permanentes en las líneas respecto a su límite térmico estacional, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias de hasta un 15 % con una duración inferior a 20 min.
- No deben producirse sobrecargas permanentes en los transformadores respecto a su potencia nominal, salvo en invierno, en que se admite una sobrecarga máxima de un 10 %.
- Las tensiones en situación estable deben estar comprendidas entre los límites de la **figura 7.2.1**:

Figura 7.2.1: Tensiones admisibles ante fallo simple

	Mínimo	Máximo
Nivel de 400 kV	380 (95 %)	435 (108.7 %)
Nivel de 220 kV	205 (93 %)	245 (111 %)

Fuente: REE

Pérdida de líneas de doble circuito o fallo simultáneo del mayor grupo generador de una zona y de una línea de interconexión de la misma con el resto del sistema

- No deben producirse cortes de mercado.
- No deben producirse sobrecargas en las líneas superiores al 15 % de su límite térmico estacional.
- No deben existir sobrecargas en los transformadores superiores al 20 % en invierno, al 10 % en verano, ni al 15 % en las restantes temporadas.
- Las tensiones en situación estable deben estar comprendidas entre los límites de la **figura 7.2.2**:

depende de un conjunto de factores, entre los que cabe destacar:

- Disponibilidad de capacidad de red en su entorno, cuya evaluación incluye los criterios de seguridad para la operación del sistema.
- Volumen de las instalaciones de conexión a la red de transporte y, en su caso, de los refuerzos locales.
- Riesgo de aparición de restricciones que puedan impedir la evacuación / suministro de la energía.

Existen otros aspectos que tienen consecuencias sobre la eficiencia de funcionamiento del sistema, aunque hoy por

Figura 7.2.2. Tensiones admisibles ante fallo múltiple

	Mínimo	Máximo
Nivel de 400 kV	375 (93.75 %)	435 (108.7 %)
Nivel de 220 kV	200 (90 %)	245 (111 %)

Fuente: REE

7.2.2. Capacidad de acceso a la red de transporte de energía eléctrica: evacuación y suministro

Conforme a la información facilitada por el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico a continuación se describe el grado de adecuación de la actual red de transporte de energía eléctrica para garantizar el suministro en el corto y medio plazo, tanto en lo referente a la evacuación de la energía de las nuevas centrales de generación, como en lo referente al adecuado suministro a los consumidores de energía eléctrica, y todo ello de acuerdo a los criterios de seguridad exigibles a toda red de transporte de energía eléctrica.

La oportunidad de acceso a la red de transporte por parte de un agente, ya sea éste un generador o un consumidor de energía, en una determinada ubicación geográfica,

hoy no constituyen condiciones de limitación al acceso. Entre éstas cabe destacar el equilibrio energético en las distintas zonas geográficas, con la consiguiente minimización de las pérdidas de la red y, al mismo tiempo, la disminución del riesgo de aparición de congestiones.

De acuerdo con lo anterior, Red Eléctrica de España, S.A., en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, viene realizando estudios acerca de las posibilidades que ofrece la red de transporte para la evacuación y el suministro de energía a los potenciales agentes que se conecten a ella.

Conforme a los resultados aportados por el Gestor se presenta en este punto la capacidad de la red de transporte actual, año 2001, para admitir incrementos de generación y de suministros de demanda, de acuerdo con diferentes

escenarios. Los resultados deben tomarse como orientativos y no excluyen, en ningún caso, la necesidad de realizar análisis particulares para cada caso de solicitud de acceso.

A este fin, se ha clasificado el sistema eléctrico peninsular español en seis zonas: Sur, Centro, Levante, Nordeste, Norte y Noroeste.

En las tablas siguientes se recogen los promedios zonales de los incrementos admisibles en la capacidad de

evacuación y suministro, divididos en los niveles de 400 y 220 kV, para los distintos escenarios energéticos contemplados. En todos ellos, el criterio básico de fiabilidad es el asociado a la indisponibilidad de carácter simple de la red (N-1). Se ha considerado procedente, para la evacuación de energía eléctrica, analizar la capacidad admisible con y sin teledisparo en las centrales de generación, ya que este mecanismo permite una mejor optimización de los recursos de la red de transporte de energía eléctrica, resolviéndose ciertas contingencias mediante su utilización.

Figura 7.2.3. Capacidad de evacuación adicional media sin teledisparo en situación N-1 (MW). Año 2001

Tensión (kV)	Zona	P.H. Invierno	P.S. Invierno	P.H. Verano	P.S. Verano	Media de escenarios
400	Sur	817	1.353	549	1.050	942
	Centro	1.324	1.514	626	966	1.107
	Levante	1.759	1.687	1.622	1.417	1.621
	Nordeste	1.107	1.044	398	207	689
	Norte	1.448	1.545	664	1.256	1.228
	Noroeste	633	1.301	886	888	927
	Total peninsular	1.190	1.394	782	937	1.076
220	Sur	702	694	325	357	519
	Centro	557	551	333	341	445
	Levante	779	756	486	442	615
	Nordeste	496	521	244	143	351
	Norte	568	669	394	524	538
	Noroeste	289	390	277	319	318
	Total peninsular	534	577	328	344	446

Fuente: REE

Figura 7.2.4 Capacidad de evacuación adicional media con teledisparo en situación N-1 (MW). Año 2001

Tensión (kV)	Zona	P.H. Invierno	P.S. Invierno	P.H. Verano	P.S. Verano	Media de escenarios
400	Sur	1.849	2.041	1.300	1.438	1.657
	Centro	2.322	2.365	1.076	1.730	1.873
	Levante	2.747	2.659	2.195	1.979	2.395
	Nordeste	1.769	1.825	931	324	1.212
	Norte	2.084	2.136	898	1.813	1.732
	Noroeste	1.441	1.931	1.300	1.371	1.511
	Total peninsular	2.014	2.141	1.260	1.400	1.705
220	Sur	866	855	455	461	659
	Centro	755	759	504	509	632
	Levante	893	947	613	586	760
	Nordeste	596	605	367	234	451
	Norte	786	847	457	657	687
	Noroeste	435	519	401	432	447
	Total peninsular	696	730	447	469	585

Fuente: REE

Figura 7.2.5 Capacidad de suministro adicional medio en situación N-1 (MW). Año 2001

Tensión (kV)	Zona	P.H. Invierno	P.S. Invierno	P.H. Verano	P.S. Verano	Media de escenarios
400	Sur	542	1.651	199	611	751
	Centro	1.723	2.157	181	1.362	1.356
	Levante	1.645	1.851	442	725	1.166
	Nordeste	721	1.418	418	1.172	932
	Norte	691	1.753	895	166	876
	Noroeste	1.731	1.794	1.293	1.250	1.517
	Total peninsular	1.155	1.751	603	873	1.095
220	Sur	148	386	104	244	221
	Centro	265	257	99	177	200
	Levante	280	453	261	294	322
	Nordeste	344	414	176	298	308
	Norte	361	437	284	95	294
	Noroeste	508	509	394	385	449
	Total peninsular	334	405	220	234	298

Fuente: REE

De los valores recogidos en las tablas anteriores, se pueden realizar las siguientes valoraciones:

i. Desde el punto de vista de la red:

Existe una mayor capacidad de los nudos de la red de 400 kV con respecto al nivel de 220 kV: los nudos de 400 kV presentan mayores posibilidades de evacuación y suministro (2,5 y 3,6 veces) que los nudos de 220 kV, para la media nacional.

El escenario más restrictivo para la capacidad adicional media de evacuación y suministro es la punta húmeda de verano, motivado por la disminución de la capacidad de transporte de las líneas.

ii. Desde el punto de vista de la capacidad de evacuación de nueva generación:

La capacidad de evacuación de generación (sin considerar el teledisparo de grupos) se sitúa para el promedio de nudos de la red de transporte peninsular en el entorno de los 1.000 MW para 400 kV y del orden de 450 MW para 220 kV.

La dotación de mecanismos de teledisparo de grupos, asociados a fallos en elementos de red, resulta de una eficiencia relativamente alta para la red de 400 kV, aunque no lo es tanto para la red de 220 kV. En promedio se consiguen, con respecto a la situación sin teledisparo, incrementos de la capacidad de evacuación

superiores a los 600 MW en los nudos de 400 kV y del orden de 140 MW para los nudos de 220 kV.

La comparación entre zonas arroja unos resultados desiguales.

La discriminación estacional global conduce a los resultados mostrados en la **figura 7.2.6** del margen adicional del invierno con respecto al verano, en MW.

iii. Desde el punto de vista de la capacidad de suministro de nuevas demandas:

La zona Noroeste es la que admite un mayor crecimiento, dado el elevado excedente de generación existente.

Comparando los resultados globales del sistema peninsular español por nivel de tensión y situación de invierno y verano, sin admitir en este caso la condición de teledisparo, se obtiene, en MW:

Figura 7.2.7 Capacidad de suministro adicional en MW

Tensión (kV)	Sin teledisparo	
	Verano	Invierno
400	738	1.453
220	227	370

Fuente: REE

Figura 7.2.6 Capacidad de evacuación adicional en MW

Tensión (kV)	Sin teledisparo		Con teledisparo	
	Verano	Invierno	Verano	Invierno
400	860	1.292	1.330	2.078
220	336	556	428	713

Fuente: REE

7.2.3. Criterios generales de planificación

La planificación de la red de transporte atiende a tres tipos de criterios: técnicos, económicos y estratégicos, que están relacionados entre sí.

Los criterios técnicos persiguen el cumplimiento de los requisitos de seguridad y fiabilidad para las futuras configuraciones de la red, requisitos que han de ser coherentes con los criterios técnicos establecidos en los procedimientos de operación del sistema.

Los criterios económicos permiten decidir entre las distintas opciones alternativas resultantes tras la aplicación de los criterios técnicos. La valoración de los beneficios de una actuación atiende a:

- Una gestión más eficiente derivada de:
 - La reducción de las pérdidas de transporte.
 - La eliminación de restricciones que pudieran generar un coste global más elevado de la energía suministrada.
 - La incorporación eficiente al sistema de nuevos generadores.
- Una gestión más fiable y segura que minimice la energía no suministrada.

Los criterios estratégicos comprenden un conjunto de principios generales de diversa naturaleza:

- Existencia de obligación de suministro por parte de los distribuidores.
- Necesidad de integración de criterios medioambientales en la selección de soluciones de desarrollo, de modo que se minimice el impacto medioambiental global.

- Inexistencia de reserva de capacidad de la red de transporte de energía eléctrica.
- Coordinación de la evolución de la red de transporte con la de la red de distribución y con la entrada de nuevos agentes productores y consumidores, con objeto de mantener la coherencia en el desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto.
- Aumento de capacidad de interconexión internacional.

7.2.4. Desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica

De acuerdo con la información aportada por el gestor del sistema, las actuaciones en la red de transporte de energía eléctrica necesarias en el periodo 2001-2005 pueden ser clasificadas atendiendo a las siguientes motivaciones:

- Mallado de la Red de Transporte: estas actuaciones se derivan de la necesidad de garantía de suministro general y local, constituyendo la motivación fundamental en el conjunto de las actuaciones.
- Refuerzo de las conexiones internacionales: son las actuaciones asociadas con el refuerzo de las líneas de conexión internacional, integradas en la necesidad de aumento de la capacidad de intercambio del sistema, y especialmente con el sistema europeo.
- Alimentación a cargas singulares (Tren Alta Velocidad Madrid-Frontera Francesa): actuaciones asociadas a los requisitos de alimentación eléctrica a cargas singulares, especialmente exigibles por los nuevos trenes de alta velocidad previstos.
- Evacuación de generación de ciclo combinado: son las actuaciones asociadas a la evacuación de los grupos de ciclo combinado a gas natural.

- Evacuación de generación en régimen especial (eólica, tratamiento de purines, etc.): actuaciones asociadas a las previsiones de instalación de nueva generación de régimen especial, en particular eólica.

Aunque todas las zonas han participado en el crecimiento sostenido de la demanda de energía eléctrica de los últimos cinco años, los mayores incrementos los ha experimentado la demanda de las zonas Sur, Levante y Centro, y se prevé que esta tendencia continúe en los próximos años.

La nueva generación estaría ubicada, con carácter general, en las zonas más deficitarias y con un crecimiento de la demanda mayor, como son las zonas del País Vasco, Levante y Sur. Sin embargo, frente a esta tendencia de corrección de los desequilibrios existentes entre generación y demanda, también se observan tendencias en el sentido opuesto. Así, cabe destacar que existen zonas tradicionalmente excedentarias en producción con importantes previsiones de nueva generación, como son las zonas de Galicia y Aragón.

A continuación se exponen, para cada una de las seis zonas de explotación en que se divide el sistema eléctrico peninsular español, las actuaciones en la red de transporte necesarias para los próximos ejercicios, así como su justificación cualitativa.

ZONA NOROESTE: GALICIA

El desarrollo de la red de transporte en la zona Noroeste vendría justificado por la necesidad de:

- o Refuerzo de la alimentación al mercado en la zona suroeste de Galicia, con especial mención de la franja litoral de la provincia de Pontevedra.
- o Instalación de nuevos grupos térmicos de ciclo combinado a gas natural.
- o Plan Eólico Estratégico de Galicia.

Refuerzo de la alimentación al mercado en la zona oeste de Pontevedra

El refuerzo del enlace a 220 kV entre Castrelo y Pazos de Borden viene a reducir las restricciones actualmente existentes en la zona oeste de Pontevedra, al tiempo que mejora la alimentación del mercado de dicha zona. En el caso de observarse crecimientos de la demanda superiores a los previstos, podría establecerse un apoyo más directo y robusto a la red de 400 kV, ya que el enlace Castrelo-Pazos de Borden se ha diseñado a 400 kV.

Las actuaciones previstas en Cartelle y asociadas en mayor medida a la evacuación de la generación eólica de Galicia, también tienen una influencia favorable en la alimentación de la zona oeste de la provincia de Pontevedra.

Plan Eólico Estratégico de Galicia

El Plan Eólico Estratégico de Galicia considera la previsión de puesta en servicio de un contingente de generación eólica de aproximadamente 3.000 MW.

La evaluación técnica realizada por Red Eléctrica de España, S.A., teniendo en cuenta las actuaciones en la red previstas en Galicia en el corto plazo, viene a establecer como capacidad máxima de producción admisible en Galicia una cantidad de 1.900 MW. Las actuaciones de refuerzo asociadas al desarrollo de red en el corto plazo son las siguientes:

- Nuevo parque de 220 kV en Cartelle con transformación 400/220 kV 600 MVA.
- Entrada/salida en Cartelle de la línea Castrelo-Pazos de Borden 220 kV.
- Entrada/salida de la actual línea Castrelo-Velle 220 kV en Cartelle.
- Nueva línea San Pedro-Velle 220 kV.

- Nueva subestación Boimente 400 kV (conectada a la red de 400 kV a través de una entrada/salida a cada una de las dos líneas Puentes de García Rodríguez-Aluminio y con transformación 400/132 kV 2x450 MVA).
- Instalación del 2º circuito Mesón-Cartelle 400 kV.
- Incremento de la capacidad de transporte por aumento de la temperatura máxima de operación del conductor en varias líneas de 400 y 220 kV.

Con las actuaciones previstas en el medio plazo los análisis realizados presentan una capacidad máxima de evacuación admisible en Galicia en torno a los 2.240 MW. Las actuaciones de refuerzo asociadas al desarrollo de red hasta el año 2004 y complementarias de las establecidas en el corto plazo son las siguientes:

- Nueva línea Mesón-Puentes de García Rodríguez 400 kV.
- Instalación del 2º circuito Cartelle-Trives 400 kV.
- 3ª unidad 400/220 kV en Mesón.

Esta capacidad establecida en el medio plazo viene limitada tanto por restricciones en la red de 400 kV (línea Trives-Lomba), como por la de 220 kV (Belesar-Lomba, Lomba-Montearenas y eje San Agustín-Puebla de Sanabria-Mudarra). Lo anterior viene a confirmar la necesidad de refuerzo de la evacuación de Galicia con nuevas líneas de 400 kV, de forma que permita una adecuada evacuación tanto para los nuevos grupos de ciclo combinado a gas natural como para la generación prevista en el Plan Eólico Estratégico de Galicia.

Instalación de nuevos grupos térmicos de ciclo combinado a gas natural

La evacuación de nuevos grupos de ciclo combinado a gas natural previstos en Galicia (1.600 MW), enfatiza la necesidad de refuerzo en 400 kV de la red de evacuación

de Galicia con los dos nuevos ejes planteados anteriormente.

La consideración simultánea de las previsiones de generación eólica y de nuevos grupos de ciclo combinado exige el desarrollo de la red de evacuación mediante las siguientes actuaciones:

- Transformación a 400 kV del eje a 220 kV que une los nudos de Trives y Tordesillas (considerando la dificultad actual de construcción de nuevas líneas).
- Construcción del enlace Boimente-Narcea 400 kV.

Igualmente, el refuerzo de la evacuación de Galicia con los enlaces Trives-Tordesillas y Boimente-Narcea 400 kV lleva asociados las siguientes actuaciones complementarias:

- 2ª unidad de transformación 400/220 kV en Cartelle y en Trives.
- Duplicidad del enlace Narcea-Soto 400 kV.
- Incremento de capacidad de transporte por aumento de la temperatura máxima de trabajo del conductor en líneas de 400 y 220 kV.

En todo caso, estos refuerzos deberán de ir acompañados en el tiempo a la incorporación de la nueva generación en la zona.

ZONA NORTE: PRINCIPADO DE ASTURIAS, CANTABRIA Y PAÍS VASCO

El desarrollo de la red de transporte pasa en estas Comunidades Autónomas por tres importantes actuaciones:

- o Eje Norte.
- o Línea Lada-Velilla 400 kV.
- o Mallado de la red en la zona de Músquiz-Puerto de Bilbao-Santurce.

Eje Norte

Esta actuación prevé la construcción de un eje eléctrico en 400 kV que une, mediante línea de doble circuito, las subestaciones de Soto de Ribera (Asturias), Penagos (futuro parque en Cantabria) y Güeñes e Itxaso (País Vasco), proporcionando, de forma general, una mejora importante de la calidad del suministro eléctrico y, de forma particular, una serie de ventajas en cada una de la Comunidades Autónomas por las que discurre el referido eje:

- *Asturias.* Se minimiza la necesidad de tomar medidas restrictivas en la evacuación de los grupos generadores asturianos ante el fallo simple de algún elemento de la red o ante otras indisponibilidades de red. La actual infraestructura de la red de transporte en la zona formada por las conexiones en 400 kV entre Asturias y León (Soto-Robla 400 kV y Lada-Robla 400 kV) y en 220 kV entre Asturias y Cantabria (Siero-P.S. Miguel 220 kV) motiva la necesidad de aplicación de las medidas restrictivas anteriormente indicadas.
- *Cantabria.* Se mejora la calidad de suministro tanto al consumo doméstico como al industrial, particularmente importante en esta Comunidad Autónoma, donde la existencia de ciertas industrias siderúrgicas exige un sólido apoyo de la red, para evitar que las eventuales perturbaciones a la red producidas por la actividad de dichos consumidores redunden en una degradación de la calidad de servicio.
- *País Vasco.* Se asegura el adecuado suministro de la demanda al evitar congestiones en la red y asegurar niveles de tensión adecuados que, de otra manera, podrían verse degradados, en especial, ante situaciones de exportación energética hacia el sistema francés.

La eliminación de las restricciones en la producción de los grupos actualmente existentes en Santurce, la

adecuada evacuación de la previsible implantación de un elevado contingente de nueva generación en el País Vasco (zonas de Músquiz, Amorebieta y Puerto de Bilbao) y la necesidad de un mallado más robusto entre las actuales subestaciones de 400 kV de Santurce, Güeñes e Itxaso, refuerza la necesidad del eje Norte.

Línea Lada-Velilla 400 kV

La línea Lada-Velilla está asociada a la necesidad de evacuación de la generación de Asturias. En el marco de elevadas peticiones de generación en el nordeste y norte de España, esta línea tiene claros beneficios en cuanto a la evacuación en la generación de energía de Asturias y el suministro de la demanda de zonas adyacentes, así como a la contribución del mantenimiento de la calidad de servicio en zonas del norte peninsular y en el aseguramiento del funcionamiento de un mercado eléctrico flexible.

Mallado de red en la zona de Músquiz-Puerto de Bilbao-Santurce

Esta actuación posibilita tanto la adecuada evacuación de la generación prevista en dicha zona como el mallado ulterior de la red de transporte en la misma, y plantea la construcción de una nueva subestación Músquiz-Abanto 400 kV a través de una entrada y salida en la futura línea de doble circuito Penagos-Güeñes (asociada al eje Norte).

ZONA NORDESTE: COMUNIDAD FORAL DE NAVARRA, LA RIOJA, ARAGÓN Y CATALUÑA

El desarrollo de la red de transporte prevé en estas Comunidades Autónomas las siguientes actuaciones:

- o Eje de 400 kV Vitoria-Pamplona-Castejón-La Serna-Magallón-Trillo.
- o Refuerzo de la alimentación a Pamplona.

- o Evacuación de nueva generación en Aragón (régimen ordinario y especial).
- o Ampliación de la capacidad de interconexión con la red europea y conexión Aragón-Cataluña.
- o Refuerzo de la alimentación de la zona de Gerona.
- o Desarrollo para la evacuación de nueva generación especial en Cataluña (eólica y tratamiento de purines).
- o Desarrollo para la mejora de la calidad del servicio y reducción del impacto medioambiental en Barcelona.
- o Otros apoyos a zonas de mercado de Cataluña.

Eje de 400 kV Vitoria-Pamplona-Castejón-La Serna-Magallón-Trillo

Si al programa de nueva generación en el País Vasco se le agregan los de Navarra y Aragón, se detectan niveles de carga superiores a los límites admisibles en situación de plena disponibilidad de los elementos de la red de la zona, agudizándose estos problemas en situación de indisponibilidad de algún elemento de dicha red.

Para solucionar estos problemas el desarrollo futuro de la zona precisa de la continuación del eje Norte, con un eje de 400 kV de doble circuito que una Vitoria-Pamplona-La Serna-Magallón-Trillo.

Este nuevo eje también evita la saturación de los actuales corredores de 400 kV Valladolid/Palencia-Madrid y Aragón/Cataluña-Levante, al garantizar la flexibilidad y seguridad de la operación del sistema y evitar las sobrecargas que en dichos corredores se originan por situaciones de indisponibilidad simple de red.

Dicho eje de 400 kV permitirá la alimentación al Tren de Alta Velocidad (TAV) Madrid-Barcelona en una zona de carencia total de infraestructura eléctrica (tramo Trillo-

Magallón) mediante las nuevas subestaciones de Rueda, Terror y Medinaceli, a la vez que aporta una serie de ventajas en las Comunidades Autónomas por la que discurre:

- *Navarra.* El nuevo eje de 400 kV en su tramo Vitoria-Pamplona-Castejón-La Serna permitirá garantizar la calidad del suministro a la zona centro y norte de Navarra y supondrá una mejora de la alimentación tanto del sur de la Comunidad Foral como de La Rioja. Actualmente las zonas centro y norte de Navarra están alimentadas por una red lineal de 220 kV con un apoyo lejano (a casi 100 Km de distancia) de la red de transporte de 400 kV.

Asimismo, el nuevo eje posibilita una nueva subestación en la localidad navarra de Castejón, con ubicación cercana a los emplazamientos previstos para dos grupos térmicos. Ello permite una evacuación técnicamente adecuada, a la vez que reduce el impacto medioambiental (al evitar una solución alternativa con las líneas de evacuación independientes de los referidos grupos en la actual subestación de La Serna).

- *Aragón.* El nuevo eje junto con los refuerzos previstos en la propia Comunidad aragonesa permite la evacuación de una parte importante de la generación prevista en esta Comunidad.

Refuerzo de la alimentación de Pamplona

La nueva subestación en la zona de Pamplona es imprescindible para aprovechar las ventajas derivadas de la red de 400 kV con el nuevo eje. La subestación tiene prevista su emplazamiento (Muruarte) lo más próximo posible a las subestaciones de 220 kV de Orcoyen y Cordovilla, pertenecientes a la red local a la que ha de apoyar.

El desarrollo de la red para el refuerzo de la alimentación de Pamplona está asociado a las siguientes actuaciones:

- Nueva subestación Muruarte, con transformación 400/220 kV 600 MVA.
- Nueva línea de 220 kV doble circuito Muruarte-L/Orcoyen-Cordovilla (entrada y salida).

Desarrollo para la evacuación de nueva generación en Aragón

El desarrollo de la red en Aragón viene exigido por la previsión de puesta en servicio de un elevado contingente de generación eólica.

La evaluación técnica realizada por Red Eléctrica de España, S.A., establece como objetivo razonable de capacidad de evacuación global para Aragón en el corto plazo una magnitud de 1.800 a 2.000 MW de potencia instalada. Para hacer frente a las necesidades de desarrollo asociadas a la evacuación de esta potencia, se plantean las siguientes actuaciones:

- Nueva subestación 400 kV Magallón, con transformación 400/220 kV, 2x600 MVA, conectada a la red mediante entrada/salida de la línea La Serna-Peñaflor 400 kV.
- Nueva subestación Alcolea de Cinca 220 kV (entrada y salida de Monzón-Mequinzenza).
- Nuevo eje Magallón-Montetorrero 220 kV.
- Tramo Magallón-Trillo doble circuito 400 kV, perteneciente al futuro eje Vitoria-Trillo, anteriormente citado.
- Nueva subestación 220 kV en Gurrea, conectada a la red mediante doble entrada/salida de los dos circuitos de 220 kV Sabiñánigo-Villanueva.
- Nueva subestación 400 kV Fuendetodos, con transformación 400/220 kV 600 MVA, conectada a la red mediante entrada/salida de la línea Almazán-Escatrón 400 kV.

- Incremento de capacidad de transporte en las líneas de 400 kV de los corredores que unen Aragón y Cataluña con Levante.

Los estudios realizados para el medio plazo apuntan a una capacidad de evacuación global en Aragón en torno a los 2.600 MVA. Para ello, además de las actuaciones anteriores, es preciso reforzar la evacuación sudeste de Aragón con un nuevo eje de transporte de 400 kV Fuendetodos-Escucha-Maestrazgo (conexión a la actual línea Aragón-La Plana 400 kV). Asimismo, este nuevo eje permite una mayor generación eólica en Teruel mediante una nueva subestación de 400 kV en la zona de Escucha.

Los análisis realizados indican igualmente la necesidad de duplicar la línea Maestrazgo-La Plana 400 kV para acceder a valores globales de capacidad de evacuación superiores a 2.600 MW.

Por otra parte, las previsiones de nueva generación con ciclos combinados contemplan la nueva subestación de Osera de Ebro 400 kV, conectada a la línea Peñaflor-Aragón 400 kV.

Propuesta de mejora del apoyo mutuo Aragón-Cataluña

El gestor técnico del sistema propone la unión Aragón-Isona-L /Sallente-Calders/ Sentmenat por la necesidad de unión con la central de bombeo de Sallente, ya que las facilidades de arranque autónomo de este tipo de centrales favorecen la reposición del servicio en caso de incidentes graves en la red, además de su papel en el mercado de producción y los ahorros de pérdidas de transporte que proporciona.

Sin embargo, tal y como el propio gestor técnico del sistema establece, esta conexión cuando puede adquirir realmente importancia es cuando esté realizada la unión con Francia a través a través del Pirineo Central (L/Aragón-Cazaril). Además la central de bombeo Sallente, cuenta con capacidad suficiente de evacuación de generación y de aportar seguridad al sistema mediante

su arranque autónomo y el actual doble circuito a 400 kV Sallente-Sentmenat.

El ahorro de pérdidas de transporte que lleva aparejado la línea se desconoce. Y en consecuencia, el refuerzo propuesto debe ser justificado con mayor precisión en la planificación que se desarrolle en un futuro; de manera que pueda verse claramente la necesidad de esta línea en el caso de no existir el eje Aragón-Cazari.

Refuerzo de la alimentación de la zona de Gerona

El mercado de Gerona, áreas de la capital y litoral, está actualmente alimentado mediante un doble circuito a 220 kV que se conecta en un punto distante a la red de 400 kV, concretamente en la subestación de Vic, ubicada en la provincia de Barcelona. Esta situación hace que se mantenga un riesgo elevado de degradación de la calidad de servicio debido a la probabilidad de fallo de dicha conexión.

El desarrollo de la red para eliminar la problemática planteada pasa por acercar el nivel de 400 kV a la provincia de Gerona y está asociada a las siguientes actuaciones:

- Nueva subestación Bescanó 400 kV, con transformación 400/220 kV 600 MVA.
- Nuevo eje Bescanó-Sentmenat 400 kV.

Una solución basada únicamente en el refuerzo de la transformación 400/220 kV de Vic, aunque con menor impacto ambiental, constituye una solución temporal. Esta temporalidad es más evidente ante la necesidad de hacer frente a la alimentación de las instalaciones de carácter singular como la del futuro tren de alta velocidad Madrid-Frontera Francesa.

Evacuación de nueva generación especial en Cataluña

El plan de generación especial en Cataluña incluye fundamentalmente generación derivada de plantas de tratamientos de purines (en la provincia de Lérida) y generación eólica (en las provincias de Barcelona y

Tarragona), siendo este último grupo el que constituye el mayor contingente y de mayor afección sobre la red de transporte. En función de la consolidación de las previsiones de generación consideradas, la integración de ambos capítulos motiva la necesidad de nuevas subestaciones de evacuación, con entrada y salida en ejes existentes tanto de 400 kV (línea Mequinzenza-Rubí en las inmediaciones de Vimbod) como en 220 kV (Tarragona-Escatrón 220 kV en Batea; Montblanc-Mangraners 220 kV en Juneda; doble circuito 220 kV Pont de Suert/Pobla de Segur-Abrea-Rubí en Artesa de Segre).

Asimismo, la evacuación de la generación eólica previsible en el sur de Tarragona requiere de una nueva subestación en Tortosa para proporcionar el necesario apoyo (nueva transformación 400/110 kV).

Mejora de la calidad del servicio y reducción del impacto medioambiental en Barcelona

Razones medioambientales motivan la racionalización del mallado de la red en la zona este de Barcelona (en especial el soterramiento del corredor de 220 kV el río Besós), acercando la red de 400 kV a una zona de elevado consumo como es la capital barcelonesa. Ello permite, además, mejorar la calidad de servicio local y posibilitar la evacuación de los eventuales excedentes de la generación prevista en la zona de la desembocadura del río Besós.

El desarrollo de la red previsto conllevaría las siguientes actuaciones:

- Nueva subestación Sta. Coloma 400 kV, con transformación 400/220 kV 600 MVA.
- Nuevo eje Sta. Coloma-Ascó 400 kV (con aprovechamiento de la actual Ascó-Sentmenat 400 kV y funcionamiento a 400 kV de uno de los circuitos del actual eje Sentmenat-Sta. Coloma 220 kV).
- Nuevo doble circuito Sta. Coloma-L/Begues-Rubí 400 kV.

Otros apoyos a zonas de mercado en Cataluña

El apoyo a la distribución y, en consecuencia, al consumo de la zona de Cataluña, responde en ocasiones a demandas singulares como las que representa el tren de alta velocidad Madrid-Frontera Francesa. Las actuaciones asociadas al desarrollo de la red en aquellas otras zonas de Cataluña no referidas anteriormente son:

- Nueva subestación de La Secuita, con transformación 400/220 kV y 400/110 kV para dar apoyo a la distribución y suministro al TAV.
- Nueva subestación en Penedés, con transformación 400/110 kV para dar apoyo a la demanda local, ante el agotamiento de la red de reparto (220 kV) y de distribución (110 kV) local.
- Refuerzo en la transformación 400/AT del área de Barcelona (Begues, Pierola y Can Barba).

ZONA CENTRO: CASTILLA Y LEÓN, CASTILLA-LA MANCHA, MADRID Y EXTREMADURA

Evacuación de generación eólica y suministros singulares

Para facilitar la evacuación de generación eólica local y dar apoyo a la alimentación del tren de alta velocidad Madrid-Segovia-Valladolid son necesarias las siguientes actuaciones:

- Nuevas subestaciones derivadas de la evacuación de nueva generación eólica en Virtus (conectada a la línea Herrera-Güeñes 400 kV), Lubián (conectada a la línea S. Agustín-P. Sanabria 220 kV), Villanueva (conectada a la línea Compostilla-La Robla 400 kV), Coculina (conectada a la línea Barcina-Herrera 400 kV).
- Ampliación de las subestaciones de Medinaceli y Fuentes de la Alcarria en el nuevo eje Trillo-Magallón (que permite tanto la alimentación al tren

de alta velocidad como la evacuación de la generación eólica local).

- Adelanto de la transformación a 400 kV de la línea Tordesillas-Otero-Ventas 220 kV para crear el eje Tordesillas-Galapagar.
- Nueva subestación de Pinilla conectada con doble entrada/salida de la línea de doble circuito Romica-Rocamora.
- Refuerzo de la transformación 400/AT de la zona de Madrid en Galapagar y en la futura subestación de Fuencarral, para la que se prevé un apoyo tanto al 132 kV como al 220 kV. La nueva subestación de Anchuelo para el apoyo al tren de alta velocidad Madrid-Barcelona posibilita, asimismo, una nueva transformación 400/132 kV.

Apoyo mutuo entre zonas centro y sudoeste

Debido a las favorables condiciones para la nueva generación en el Sur, se prevé que el flujo de electricidad actual en sentido norte-sur puede revertirse en muchas ocasiones.

ZONA LEVANTE: COMUNIDAD VALENCIANA Y MURCIA

Apoyo a la demanda desde la red de transporte

- Para apoyar a la demanda es preciso construir nuevas subestaciones de 400 kV con transformación 400/AT, así como reforzar las actuales existentes en las cuatro provincias de la zona: Murcia, Alicante, Valencia y Castellón.
- Para reforzar los apoyos mutuos con Andalucía y Castilla-La Mancha y conseguir un mallado más robusto entre Castellón y Valencia es precisa la instalación de segundos circuitos en las líneas de 400 kV ya preparadas al efecto.

- Creación de nuevos ejes de 400 kV en Murcia y Castellón.

Nueva generación en Escombreras

La nueva generación prevista en la Bahía de Escombreras exige el refuerzo de las actuales instalaciones de transporte asociadas a la evacuación de la generación local y la creación de un nuevo corredor de doble circuito de 400 kV que potencia el mallado hacia el norte y permita el apoyo a la zona de la capital desde la red de 400 kV.

Apoyo al consumo de Murcia capital

En la actualidad el apoyo de la red de transporte al consumo de Murcia se efectúa desde la subestación El Palmar 220 kV con apoyos lejanos desde el nivel de 400 kV.

La necesidad de reforzar este apoyo coincide con los planes de refuerzo de la evacuación de Escombreras mediante la instalación de una nueva subestación El Palmar (con transformación 400/132 kV) a partir del doble circuito Escombreras-El Palmar 400 kV, y la previsión de doble entrada y salida en los dos circuitos, actual y futuro, del eje Litoral-Rocamora 400 kV.

Refuerzo del eje entre Aragón y la Comunidad Valenciana

El refuerzo exige la duplicación del tramo castellanense del eje Aragón-La Plana 400 kV a partir de una nueva subestación bajo la línea actual en las inmediaciones de Morella-Maestrazgo que permita, así mismo, el mallado con la nueva línea prevista procedente de Fuendetodos.

ZONA SUR: ANDALUCÍA

Aumento de la generación en Cádiz y resto de Andalucía

Las elevadas previsiones de instalación de nuevos grupos de ciclo combinado tanto en la Bahía de Algeciras como en otras zonas de la provincia de Cádiz, así como en

Málaga, Sevilla y Huelva, motivan el refuerzo de los ejes de 400 kV Pinar-Tajo y Pinar-Don Rodrigo mediante la instalación del segundo circuito y la transformación 400/220 kV de Pinar para soslayar las restricciones asociadas a la unidad actual. Adicionalmente, se requiere el refuerzo de la red de 220 kV de la zona occidental de Cádiz (corredor de Algeciras-Cádiz-Sevilla) con objeto de posibilitar la evacuación de generación eólica.

Generación eólica en la zona de Tarifa y alimentación de Cádiz

Las previsiones de generación en la zona meridional exigen la creación de la nueva subestación del Puerto de la Cruz, con transformación 400/220 kV 600 MVA, cuya conexión se realiza desde la línea Pinar-Estrecho a 400 kV, que cuenta además con un programa de desarrollo en 220 kV para el mallado con la zona de Cádiz capital. Esta subestación puede permitir a su vez que se lleven a cabo los refuerzos ya referidos asociados a la subestación de Pinar, en la que existen restricciones de viabilidad física.

Las previsiones de nueva generación de ciclo combinado se traducen en nuevas subestaciones de evacuación (Arcos de la Frontera Norte y Sur conectadas a la línea D. Rodrigo-Pinar 400 kV), así como nuevos ejes de 400 kV (Palos-Guillena).

Por otra parte, las previsiones de nueva generación eólica apuntan a nuevas subestaciones en Hueneja (conectada a la línea Caparacena-Litoral 400 kV) y Lucena (conectada a la línea Guadame-Tajo 400 kV).

Además, el gestor técnico del sistema propone ampliar el segundo circuito de 400 kV Guadame-Valdecaballeros así como la creación de un nuevo eje a 400 kV Guillena-Almaraz. La justificación que el gestor esgrime es el previsible excedente de generación que se puede dar en la zona.

Sin embargo, esta justificación no parece suficientemente precisa, dado que un aumento de generación en la zona

provocaría una disminución del flujo hacia el sur, y en su caso, un cambio en el sentido del flujo.

En consecuencia lo que se tendría es un alivio en el transporte norte-sur actual que sólo en el caso de hipótesis de generación muy elevadas podría exigir la incorporación de estas instalaciones. En todo caso, parece que este hecho no se produciría en el horizonte contemplado de corto plazo. En 2002 se podrían incorporar dos grupos de ciclos combinados en la zona, en 2004, siete, y en 2005 otros dos. La demanda en Andalucía en 2000 fue de 28075 GWh y su producción de 15437 GWh. La previsión de eólica en 2005 es de 650 MW.

En consecuencia, estos esfuerzos deberían ser contemplados de forma más precisa en la planificación convencional, y ser acondicionados en el tiempo a la evolución de la nueva generación. En cualquier caso, pueden requerir de una justificación mayor.

REFUERZO DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Desarrollo de la interconexión con Francia

Las exigencias de aumento de la capacidad de intercambio entre Francia y España pueden abordarse de dos modos distintos y complementarios:

- Aprovechamiento de la infraestructura de la red existente, mediante refuerzos puntuales de los elementos actuales y actuación sobre la eficiencia de su utilización. En este ámbito, los estudios realizados por Red Eléctrica de España, S.A., permiten identificar actuaciones tanto en la propia red de interconexión como en ambas redes nacionales, y ponen de manifiesto que los potenciales beneficios no son generalizables, es decir, los aumentos de capacidad que se consiguen en ciertas situaciones típicas no surten los mismos efectos para otras situaciones diferentes.

Entre las actuaciones correspondientes a la red española destacan:

- o Refuerzo de la transformación 400/220 kV de Vic, consistente en la sustitución de la unidad actual de 200 MVA por otra de 600 MVA.
- o Incremento de capacidad de la línea Hernani-Cantegrit 400 kV, que incluye medidas combinadas de recrecido de apoyos y cambio de conductor.
- o Optimización del modo de gestión del transformador desfasador de Pragnères 220 kV, mediante la introducción de control de ángulo en función de señales remotas.
- o Compensación de energía reactiva, mediante la instalación de elementos compensadores en las zonas adyacentes a la interconexión, nordeste de Cataluña y nordeste del País Vasco.
- o Instalación de nuevos elementos de control de flujo (desfasador) en otras líneas de la interconexión.
- Desarrollo estructural de la red de transporte mediante la creación de nuevos corredores, especialmente de 400 kV. Mientras que las actuaciones anteriores permiten incrementos moderados de la capacidad de intercambio, únicamente medidas que actúen sobre el mallado estructural de la red de interconexión aparecen con una eficacia significativa. La previsión de un nuevo pasillo ferroviario en el nordeste de la Península con motivo de la programada línea del tren de alta velocidad Madrid-Barcelona-Francia, abre la posibilidad de su aprovechamiento para la construcción de una nueva línea eléctrica de interconexión España-Francia: Bescanó-Figueras-Baixas 400 kV, así como el refuerzo de la actual Vic-Baixas 400 kV. Adicionalmente, el desarrollo de la interconexión ha observado históricamente la creación de un nuevo corredor de 400 kV situado en el Pirineo central, siendo esta alternativa de expansión la más favorable, tanto técnica como económica.

Asimismo, la conexión de la L/Aragón-Cazaril a la L/Sallente-Sentmenat apoyará el refuerzo de la interconexión España-Francia a través de un nuevo corredor de 400 kV, al ampliar la capacidad de interconexión. Además, ante la consolidación de un corredor Francia-España más oriental, la conexión norte entre Aragón y Cataluña resulta en este caso, aconsejable.

Desarrollo de la interconexión con Portugal

Los estudios realizados de forma conjunta por REN y Red Eléctrica de España, S.A., sobre el desarrollo de la interconexión con Portugal con un nuevo eje de 400 kV entre la subestación de Balboa y la subestación portuguesa de Alqueva, concluyen en un mutuo beneficio para la operación de ambos sistemas eléctricos.

COMPENSACIÓN DE REACTIVA EN LA RED DE TRANSPORTE

Las tensiones en los nudos deben mantenerse dentro de los márgenes indicados en los Procedimientos de Operación referidos anteriormente, puesto que, además de la mala calidad de servicio, un prolongado funcionamiento de los equipos a tensiones fuera de dichos rangos de tensión podría afectar negativamente al comportamiento, e incluso originar daños, en los mismos.

El control de la tensión en los nudos de la red de transporte se realiza utilizando dispositivos específicos, de generación o de absorción de reactiva, distribuidos por el sistema eléctrico con carácter local en función de las necesidades. Esta característica local diferencia al control de la potencia reactiva-tensión del control de potencia activa-frecuencia, que está más ligado con el balance global en el sistema de la potencia activa.

Para lograr dicha compensación de reactiva debe tenerse en cuenta que los generadores síncronos y las propias líneas eléctricas pueden generar o consumir energía reactiva, que los cables subterráneos y submarinos son generadores de energía reactiva, y que los transformadores, al igual que las cargas, la consumen.

Actualmente la red de transporte del sistema eléctrico peninsular español cuenta con un gran número de reactancias, que totalizan 3.410 MVar, que absorben reactiva en los periodos de baja carga. Sin embargo, hasta ahora, no se cuenta con condensadores que generen reactiva, ya que esta compensación se ha venido realizando tradicionalmente mediante generadores síncronos o actuando sobre los condensadores existentes en la red de distribución.

En los últimos años, se vienen observando restricciones de red en el sistema de transporte peninsular, fundamentalmente tensiones bajas en las zonas Sur, Levante, Cataluña y Galicia. El mayor impacto de estas restricciones se produce en el verano por el incremento del consumo de reactiva que introducen las cargas de aire acondicionado y los bombeos para riego agrícolas. En el sur de Galicia, por el contrario, dichas restricciones se producen especialmente en invierno.

En la solución de este tipo de restricciones, la distribución de las propiedades de las centrales de generación tiene una consecuencia perniciosa para el mercado, al otorgar poder de mercado a los grupos que las resuelven, ya que estos grupos deben estar ubicados en la misma zona en que se producen las restricciones.

Para evitar estos problemas, el Gestor del Sistema ha realizado estudios que vienen a establecer las siguientes necesidades de compensación de reactiva (condensadores) en las distintas zonas geográficas:

Figura 7.2.8 Necesidades de aportación de reactiva

Zona geográfica	Necesidades (MVar)
Centro	400
Sur	600
Levante	800
Galicia	300
Cataluña	350

Fuente: REE

Estos equipos deben instalarse en niveles de tensión próximos a los de consumo y, por ello, lo más adecuado es compensar en la red de distribución, aunque al menos en la zona Sur se prevé que la compensación se realice, también, en la propia red de transporte.

El libre acceso de terceros a la red de transporte, así como la libre instalación de la generación introduce cierta incertidumbre sobre las necesidades futuras de compensación de reactiva. Ello obliga a que las soluciones propuestas incorporen características especiales que faciliten su desplazamiento a otras ubicaciones en el caso de desaparecer la actual necesidad.

7.2.5. Refuerzos que se consideran prioritarios y deben ser ejecutados de forma inmediata

Se consideran prioritarios los refuerzos encaminados a que la red de transporte cumpla con los criterios de seguridad (mallado), al refuerzo de las conexiones internacionales, a la alimentación a cargas singulares (Tren Alta Velocidad Madrid-Frontera Francesa), a la

evacuación de generación de ciclo combinado, a la compensación de reactiva y a la evacuación de generación de régimen especial prevista para el muy corto plazo.

Para este grupo de refuerzos, podría considerarse adecuado que, en aras a no dilatar los plazos para su puesta en servicio, las correspondientes adjudicaciones se realizasen de forma directa a la empresa peticionaria, todo ello de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre.

Los refuerzos previstos para el año 2005 se muestran como sombreados puesto que ya deberían ser el fruto de la planificación conforme a norma desarrollada por el Ministerio. En caso de que ésta se retrase deberían ser acometidos para que pudieran estar en servicio en 2005.

En las siguientes tablas se recogen, para cada una de las zonas eléctricas en que puede dividirse el sistema eléctrico peninsular español, los refuerzos que tienen el carácter de prioritarios.

ZONA NOROESTE: GALICIA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC.	MVA TRANSF.
2001	ATIOS	220	2	Salida a Pazos	UEF		
2001	PAZOS DE BORBÉN	220	2	Salida a Atios	UEF		
2001	PORTODEMOUROS	220	2	Salida a Montecastelo	UEF		
2001	PUERTO	220	3	2 Salidas a La Grela	UEF		
2001	LA GRELA	220	3	2 Salidas a Puerto	UEF		
2001	VELLE	220	2	Salida a San Pedro	UEF		
2001	CANDO - P.E.	220	2	Salida a Testeiros	UEF		
2001	TESTEIROS - P.E.	220	3	Salida a Cando y Coco	UEF		
2001	COCO - P.E.	220	3	Salida a Testeiros y Montecastelo	UEF		
2001	MONTECASTELO - P.E.	220	3	Salida a Coco y Portodemouros	UEF		
2001	PORTODEMOUROS	220	2	Salida a Montecastelo	UEF		
2001	CHANTADA	220	2	Salida a Belesar	UEF		
2001	BELESAR	220	2	Salida a Chantada	UEF		
2001	PAZOS DE BORBÉN	220	2	Salida a Suido	UEF		
2001	SUIDO - P.E.	220	3	Salidas a Cartelle y Pazos de Borben	UEF		
2001	CARTELLE	220	2	Salida a Suido	UEF		
2001	BOIMENTE	400	2	Parque 400 kV, salidas: Aluminio Español - P.G.R. I	REE		

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2002	BOIMENTE	400	4	Salidas: Aluminio Español - P.G.R. II y Transformador 400/132	REE		
2002	FRIEIRA	220	2	Salida a Cartelle	UEF		
2002	CARTELLE	220	2	Salida a Frieira	UEF		
2002	CASTRELO	220	1	Salidas: Cartelle	REE		
2002	MESÓN	400	1	Salidas: Cartelle II	REE		
2002	CASTRELO	220	1	Salidas: Cartelle	REE		
2002	BOIMENTE	400		Transformador	UEF	400/132	450
2002	CARTELLE	400	1	Salidas: Mesón II	REE		
2002	CARTELLE	220	3	Salidas: Velle, Castrelo II y Frieira La posición Pazos entrará en servicio al culminarse el tramo occidental de la línea Pazos-Castrelo (2002 - 2004))	REE		
2003	MESÓN	400		Transformador	REE	400/220	600
2003	MESÓN	400	1	Salidas: Transformador 400/220	REE		
2004	ATIOS	220	2	Salida a Frieira	UEF		
2004	FRIEIRA	220	2	Salida a Atios	UEF		
2004	P.GARCÍA RODRIGUEZ	400	2	Salidas: Mesón II y III	REE		
2004	TRIVES	400	2	Salidas: Cartelle II	REE		
2004	CARTELLE	400		Transformador	REE	400/220	600
2004	CARTELLE	400	2	Salidas: Trives II, Transformador 400/220	REE		
2004	MESÓN	400	2	Salidas: Puentes de García Rodríguez II y III	REE		
2005	TRIVES	400		Transformador	REE	400/220	600
2005	TRIVES	400	1	Salidas: Transformador 400/220	REE		

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2001	D/C BOIMENTE - L/ALUMINIO ESPAÑOL - P.GARCÍA RODRÍGUEZ I (Entrada/salida)	2	400	13	REE
2001	P.E.SUIDO-CARTELLE Y PAZOS DE BORBÉN	1	220	54	UEF
2001	PAZOS - ATIOS	1	220	18,3	UEF
2001	SAN PEDRO - VELLE	1	220	16,2	UEF
2001	MAZARICOS/PAXAREIRAS - VIMIANZO	1	220	28,6	UEF
2001	CANDO - PORTODEMOUROS	1	220	40	UEF
2001	MESÓN DO VENTO - VIMIANZO	1	220	62	UEF
2001	BELESAR - CHANTADA	1	220	5,6	UEF
2002	CARTELLE - FRIEIRA	1	220	15,1	UEF
2004	FRIEIRA - ATIOS	1	220	40	UEF
2004	D/C MESÓN - P. GARCÍA RODRÍGUEZ	2	400	110	REE
2004	TRIVES - TORDESILLAS (Conversión de actual línea Trives-Tordesillas 220 kV), Pendiente de definición	1	400	220	REE

ZONA NORTE: PRINCIPADO DE ASTURIAS, CANTABRIA Y PAÍS VASCO

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2001	A. DE ZINC	220	3	Dos salidas a Tabiella	HC		
2001	UNINSA	220	3	Dos salidas a Carrio	HC		
2002	LAMINACIÓN	220	3	Dos salidas a Tabiella	HC		
2002	PENAGOS	220	1	Pos trafo 400/220	EV		
2002	SOTO DE RIBERA	400	1	Salidas: Penagos	REE		
2002	PENAGOS	400		Salidas: Soto y Aguayo y Transformador	REE	400/220	600
2002	SOTO DE RIBERA	400	1	Salidas: Penagos	REE		
2002	LADA	400	1	Salidas: Velilla	REE		
2002	VELILLA	400	1	Salidas: Lada	REE		
2002	SANTURCE	400	1	Salidas: Ziérbena	REE		
2002	ZIÉRBENA	400	6	Parque 400 kV, salidas: Santurce y Nueva Generación (Fase posterior (2004): Abanto I y II)	REE		
2003	ASTILLERO	220	2	Salida a Cacedo	EV		
2003	CACICEDO	220	2	Salida a Astillero	EV		
2003	AGUAYO	400	3	Nuevo Parque 400 kV para paso a 400 kV de actual Aguayo-Penagos 220 kV (Prevista conexión: Aguayo-Penagos 400 kV.) y posterior -2004- Aguayo-Abanto 400 kV	REE		
2003	AMOREBIETA	400	3	E/S Amorebieta L/Gatica-Itxaso. SE 400 kV	IB		
2004	GÜEÑES	400	2	Salidas: Abanto I y II (Posterior posición a Itxaso)	REE		
2004	ABANTO	400	8	Parque 400 kV, salidas: Ziérbena I y II, Penagos, Aguayo, Güeñes I y II (Continuación en 2005 a Itxaso)	REE		
2005	ITXASO	400	2	Salidas: Güeñes, Abanto	REE		
2005	GÜEÑES	400	0	Posiciones: Itxaso (Uso de posición de Abanto II)	REE		

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2001	TABIELLA - A. DE ZINC tramo aéreo Conversión a 220 kV de la actual Tabiella-Maruca 132 kV	2	220	5,4	HC
2001	TABIELLA - A. DE ZINC tramo subt. Conversión a 220 kV de la actual Tabiella-Maruca 132 kV	2	220	2	HC
2002	TABIELLA - LAMINACIÓN Conversión a 220 kV del DC actual Tabiella-Laminación 132 kV	2	220	10	HC
2002	CARRIÓ - UNINSA Conversión a 220 kV del DC actual Carrió-Uninsa 132 kV	2	220	9,6	HC

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2002	E/S ZAMUDIO EN GATICA-GÜEÑES 220 kV.	2	220	0	IB
2002	LADA - VELILLA	1	400	96	REE
2002	ZIÉRBENA - SANTURCE	1	400	4,4	REE
2002	SOTO-PENAGOS	1	400	178	REE
2003	ASTILLERO-CACICEDO	1	220	8	EV
2003	AGUAYO - PENAGOS (Puesta a 400 kV L/Aguayo-Penagos de 220 kV. Con continuación en 2004 a Abanto, Güeñes)	1	400	31,1	REE
2003	E/S AMOREBIETA L/GATICA-ITXASO	2	400	4	IB
2004	ABANTO - ZIÉRBENA D/C	2	400	26	REE
2004	D/C PENAGOS - ABANTO - GÜEÑES	2	400	150	REE
2004	Q/C ABANTO - GÜEÑES (Entronque con corredor Penagos-Güeñes)	4	400	4	REE
2005	D/C GÜEÑES - ITXASO Se constituyen los nuevos circuitos: Abanto-Itxaso (desaparece Abanto-Güeñes 2º cto.) y Güeñes-Itxaso	2	400	240	REE

ZONA NORDESTE: COMUNIDAD FORAL DE NAVARRA, LA RIOJA, ARAGÓN Y CATALUÑA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2001	CASTEJÓN	400	4	Parque 400 kV, salidas: La Serna I y II y Nueva Generación I y II (Fases posteriores (2003): Salidas de Muruarte I y II y (2006) Muruarte II pasa a ser Vitoria)	REE		
2001	LA SERNA	400	2	Salidas: Castejón I y II	REE		
2001	PEÑALBA	400	4	Parque 400 kV, salidas: Aragón I y II , TAV	REE		
2001	ARAGÓN	400	2	Salidas: Peñalba I y II	REE		
2001	LOS VIENTOS	220	3	Salidas a María y parque eólico (2)	ERZ		
2001	MARÍA DE HUERVA	220	4	Salidas a Los Vientos, Monte Torrero y El Ventero (3)	ERZ		
2001	EL VENTERO	220	2	Salida a María (1)	ERZ		
2001	MONTE TORRERO	220	2	Salida a María de Huerva (1)	ERZ		
2001	POLA	220	2	Salida a Magallón (1)	ERZ		
2001	JUNEDA	220	3	E/S Juneda en Mangraners-Montblanc			
2001	GURREA	220	3	Parque 220 kV, salidas: Sabinánigo, Villanueva y Nueva generación (Previsión salidas adicionales: Sabinánigo 2, Villanueva 2)	REE		
2002	NOGUERA	220	3	Parque 220 kV, salidas: Pont de Suert, Rubí, Nueva Generación	REE		
2002	MAGALLÓN	400		Transformador	REE	400/220	600
2002	BAJO CINCA	220	3	Parque 220 kV, salidas: Monzón y Ribarroja, Nueva Generación	REE		

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2002	RUEDA DE JALÓN	400	7	Parque 400 kV, salidas: Magallón, Trillo, TAV (Posible transformación 400/220 en función de desarrollo eólico)	REE		
2002	TERRER	400	6	Parque 400 kV, salidas: Medinaceli, Magallón, TAV	REE		
2002	AVE ZARAGOZA	220	3	Salidas a Peñafior y Monte Torrero (2)	ERZ		
2002	FUENDETODOS	400	6	Parque 400kV, salidas: Almazán, Escatrón, Transformador 400/220 (Fase posterior (2005) salida: Maestrazgo I (Morella)	REE		
2002	ADRALL	220	3	E/S Adrall Llavorsí-Cercs	Fecsa-Enher		
2002	VIC	400	1	Salidas: Transformador 400/220	REE		
2002	BESÒS	220	2	Salida a Trinitat	Fecsa-Enher		
2002	MAS FIGUERES	220	2	Salida a Palau	Fecsa-Enher		
2002	PALAU	220	2	Salida a Mas Figueres	Fecsa-Enher		
2002	TRINITAT	220	4	Salidas: St Coloma, S.Andreu F y Besòs	Fecsa-Enher		
2002	CERVELLO	220	3	E/S Cervello en Can Jordi-S.BOI F	Fecsa-Enher		
2002	LA ROCA	220	3	Parque 220kV. Salidas Palau y Vic.	Fecsa-Enher		
2002	FRANQUESES	220	3	E/S Franquesas en Palau-La Roca	Fecsa-Enher		
2002	R.CALDAS	220	3	E/S Sentemat -St Fost.	Fecsa-Enher		
2002	MANGRANERS AVE	220	3	E/S Mangraners AVE en Mangraners-Mequinenza	Fecsa-Enher		
2002	FUENDETODOS	220	3	Salidas a María y una pos. Trafo 400/220 (3)	ERZ		
2002	FUENDETODOS	400		Transformador	REE	400/220	600
2002	MAGALLÓN	220	1	Salida a Jalón (2º cto.) (1)	ERZ		
2002	JALÓN	220	4	Una salida a Magallón y dos a Los Vientos (3)	ERZ		
2002	LOS VIENTOS	220	4	Dos salidas a Jalón y una salida a María (2º cto.) (3)	ERZ		
2002	MARÍA DE HUERVA Y A MONTE TORREROS (2º CTOS.) (4)	220	5	Dos salidas a Fuentetodos y una salida a Los Vientos	ERZ		
2002	MONTE TORRERO	220	1	Salida a María (2º cto.) (1)	ERZ		
2003	LA SERNA	400		Transformador	REE	400/220	400
2003	MURUARTE	400	3	Parque 400 kV, salidas: Castejón I y II, Transformador 400/220 (Fase posterior (2006): Posición Castejón II, pasa a ser Vitoria	REE		
2003	CASTEJÓN	400	2	Salidas: Muruarte I y II (Fase posterior Muruarte II pasa a ser Vitoria)	REE		
2003	LA SERNA	400	2	Salidas: Magallón II y III, Transformador 400/220	REE		
2003	MAGALLÓN	400	2	Salidas: La Serna II y III	REE		

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. TRANSF.	MVA
2003	MURUARTE	400		Transformador	REE	400/220	600
2003	VILLANUEVA	220	2	Salidas a Los Leones (2)	ERZ		
2003	LOS LEONES	220	2	Dos salidas a Villanueva (2)	ERZ		
2003	BESCANO	220	5	E/S Bescano en Vic-Juia y segunda conexión a Juia, pos trafo	Fecsa-Enher		
2003	JUIA	220	2	Salida a Bescano	Fecsa-Enher		
2003	AEROPUERTO	220	3	E/S Viladecans - Hospitalet	Fecsa-Enher		
2003	HOSPITALET	220	2	Salida a Viladecans	Fecsa-Enher		
2003	LA SECUITA	220	7	E/S en Montblac-Perafort y E/S en Viladecans-Constantí, pos trafo	Fecsa-Enher		
2003	POBLE NOU	220	3	E/S Besòs -Vilanova	Fecsa-Enher		
2003	ST. CUGAT	220	3	E/S STCugat en Can Jardí-PC.Via Favenc_2	Fecsa-Enher		
2003	VILADECANS	220	2	Salida a Hospitalet	Fecsa-Enher		
2003	ZONA FRANCA	220	3	E/S Viladecans - Hospitalet	Fecsa-Enher		
2003	MATA	220	3	Salidas: Vilanova y Besòs	Fecsa-Enher		
2003	VILANOVA	220	4	Parque 220kV. Salidas Besòs, Mata	Fecsa-Enher		
2003	BESÒS	220	2	Salida a Mata	Fecsa-Enher		
2004	MURUARTE	220	5	Parque 220 kV, salidas, Fase I : Orcoyen, Cordovilla, (previsión de nueva posición Estella sin confirmar)	REE		
2004	BEGUES	220	1	Pos Trafo 400/220	Fecsa-Enher		
2004	BEGUES	400		Transformador	REE	400/220	500
2004	BEGUES	400	1	Salidas : Transformación 400/220	REE		
2004	CAN BARBA	400		Transformador	Fecsa-Enher	400/110	300
2004	EIXAMPLE	220	4	E/S Eixample en Urgell-Maragall y conexión Vilanova	Fecsa-Enher		
2004	LA SECUITA	400		Transformador	REE	400/220	600
2004	LA SECUITA	400	6	Parque 400 kV, salidas: Vandellòs, Penedès, Transformador 400/220 (Fase posterior (2005): Transformación 400/110)	REE		
2004	MAS FIGUERES	220	3	2 salidas a Pierola	Fecsa-Enher		
2004	PENEDÈS	400		Transformador	Fecsa-Enher	400/110	300
2004	PIEROLA	400		Transformador	Fecsa-Enher	400/110	300
2004	RUBÍ	400	2	Salidas: Santa Coloma	REE		
2004	S.COLOMA	220	1	Pos Trafo 400/220	Fecsa-Enher		

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. MVA TRANSF.
2004	SANTA COLOMA	400		Transformador	REE	400/220 600
2004	SANTA COLOMA	400	5	Parque 400 kV, salidas: (Utilización de la actual Ascó-Sentmenat 400 kV. Y Sentmenat-Santa Coloma 220 kV.), Ascó,Transformación 400/220	REE	
2004	VILANOVA	220	2	Salida a Eixample.	Fecsa-Enher	
2004	GAVA	220	3	E/S Gava en La Secuita-Viladecans	Fecsa-Enher	
2004	ST SADURNÍ	220	3	E/S St Sadurní en Bellicens-Begues	Fecsa-Enher	
2004	EIXAMPLE	220	4	E/S Eixample en Urgell-Maragall y conexión Vilanova	Fecsa-Enher	
2004	VILANOVA	220	2	Salida a Eixample.	Fecsa-Enher	
2005	BESCANÓ	400	8	Parque 400 kV, salidas: Sentmenat, Vic, Transformador 400/220, Figueras, Frontera Francesa (Baixas)	REE	
2005	FIGUERAS	400	2	Parque 400 kV, salidas: Bescano, Frontera Francesa (Baixas)	REE	
2005	VIC	400	2	Salidas: Bescanó, F.Francesa (Baixas)	REE	
2005	SENTMENAT	400	1	Salidas: Bescanó	REE	
2005	LA SECUITA	400	1	Salidas: Transformador 400/110	REE	
2005	LA SECUITA	400		Transformador	Fecsa-Enher	400/110 300
2005	SANTA COLOMA	400	2	Salidas: Rubí, Begues	REE	

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2001	CASTEJÓN - LA SERNA I Y II	2	400	18,4	REE
2001	MAGALLÓN - POLA	1	220	24,1	ERZ
2001	MARÍA - MONTE TORRERO	1	220	16,7	ERZ
2001	LOS VIENTOS - MARÍA	1	220	11,5	ERZ
2001	MARÍA DE HUERVA - EL VENTERO	1	220	6,4	ERZ
2001	ARAGÓN - PEÑALBA D/C	2	400	84	REE
2001	E/S ST JUNEDA EN MANGRANERS-MONTBLAC	2	220	0,2	Fecsa-Enher
2001	ROMICA - OLMEDILLA (Instalación del 2º Circuito)	1	400	74,6	REE
2001	D/C GURREA -L/SABIÑÁNIGO - VILLANUEVA (Entrada/salida) Emplazamiento previsto en proximidades de Gurrea	2	220	4	REE
2002	D/C FUENDETODOS - L/ALMAZÁN - ESCATRÓN (Entrada/salida) Parque previsto en inmediaciones de la línea	2	400	2	REE
2002	D/C BAJO CINCA - L/MONZÓN-RIBARROJA	2	220	1,2	REE
2002	D/C NOGUERA - L/PONT DE SUERT - RUBÍ	2	220	0,2	REE
2002	AVE: E/S AVE ZARAGOZA EN PEÑAFLOR - MONTE TORRERO	2	220	0	ERZ

AÑO	LINEA	Nº	kV	KMS	EMP
2002	D/C MAGALLÓN - L/LA SERNA - PEÑAFLORES (Entrada/salida)	2	400	62,4	REE
2002	D/C TRILLO - MAGALLÓN	2	400	320	REE
2002	D/C TERRER - L/MAGALLÓN - TRILLO (Entrada/salida)	2	400	7,4	REE
2002	D/C RUEDA DE JALÓN - L/MAGALLÓN - TRILLO (Entrada/salida)	2	400	2	REE
2002	D/C TRILLO - MAGALLÓN	2	400	320	REE
2002	PASO A CABLE STA COLOMA - BESÒS	1	220	6,75	Fecsa-Enher
2002	PASO A CABLE ST. ANDREU - BADALONA	1	220	6,25	Fecsa-Enher
2002	PASO A CABLE STA COLOMA - ST. ANDREU	1	220	3,35	Fecsa-Enher
2002	TRINITAT - BESÒS	1	220	6,05	Fecsa-Enher
2002	PASO A CABLE BESÒS - BADALONA	1	220	1,15	Fecsa-Enher
2002	MAS FIGUERES - PALAU	1	220	18	Fecsa-Enher
2002	E/S MOLINS EN CAM JARDÍ-S.BOI F	2	220	5	Fecsa-Enher
2002	E/S FRANQUESAS EN PALAU-LA ROCA	2	220	1	Fecsa-Enher
2002	E/S RIERA DE CALDES EN SENTMENAT -ST FOST	2	220	1	Fecsa-Enher
2002	ELIMINACIÓN DE LA T LA ROCA Se monta 2º cto Tla Roca-La Roca	2	220	15	Fecsa-Enher
2002	E/S MANGRANERSAVE EN MANGRANERS-MEQUINENZA	2	220	28	Fecsa-Enher
2002	E/S ADRALL LLAVORSÍ-CERCS	2	220	10	Fecsa-Enher
2002	MARÍA - MONTE TORRERO	2	220	16,7	ERZ
2002	JALÓN - LOS VIENTOS	2	220	52	ERZ
2002	JALÓN - MAGALLÓN	2	220	19,08	ERZ
2002	MARÍA - FUENDETODOS	2	220	46	ERZ
2002	LOS VIENTOS - MARÍA	2	220	11,5	ERZ
2003	D/C LA SERNA - MAGALLÓN	2	400	64	REE
2003	CASTEJÓN - MURUARTE D/C	2	400	140	REE
2003	VILLANUEVA - LOS LEONES	2	220	14	ERZ
2003	JUIA - BESCANÓ	2	220	46	Fecsa-Enher
2003	E/S BESCANO ENVIC-JUIA	2	220	1	Fecsa-Enher
2003	NUEVA VILADEC.-HOSPIT. CON E/S EN AEROP. Y ZONAFRANCA	1	220	17	Fecsa-Enher
2003	E/S LA SECUITA EN MONTBLAC-PERAFORT	2	220	3	Fecsa-Enher
2003	E/S LA SECUITA EN CONSTANTÍ-VILADECANS	2	220	3	Fecsa-Enher
2003	MATA - BESÒS	1	220	7,5	Fecsa-Enher
2003	MATA - VILANOVA	1	220	4	Fecsa-Enher
2003	CABLE E/S BESÒS- MATA EN POBLE NOU	2	220	1	Fecsa-Enher
2003	E/S STCUGAT EN CAN JARDÍ-PC.VÍA FAVENC_2	2	220	3	Fecsa-Enher
2004	D/C MURUARTE - L/ORCOYEN - CORDOVILLA (Entrada/salida)	2	220	28,8	REE
2004	D/C FUENDETODOS - ESCUCHA (Inicialmente funcionando a 220 kV.) Fase inicial, futuro eje Fuentetodos-Maestrazgo I (Morella)	2	400	100	REE
2004	CABLE UNIÓN EIXAMPLE-VILANOVA	1	220	4,5	Fecsa-Enher
2004	NUEVA LÍNEA PIEROLA -MAS FIGUERES	2	220	42	Fecsa-Enher
2004	E/S GAVA EN LA SECUITA-VILADECANS	2	220	9	Fecsa-Enher
2004	E/S ST SADURNÍ BELLICENS-BEGUES	2	220	8	Fecsa-Enher

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP.
2004	ASCÓ - SANTA COLOMA Utilización de la actual Ascó-Sentmenat y Puesta a 400 kV de línea Sentmenat-Santa Coloma 220 kV	1	400	169	REE
2004	D/C PENEDES - L/VANDELLÓS - BEGUES (Entrada/salida)	2	400	5	REE
2004	D/C LA SECUITA - L/VANDELLÓS - PENEDES (Entrada/salida)	2	400	4	REE
2004	E/S ST FOST EN SENTMENAT-CANYET	2	220	0,3	Fecsa-Enher
2004	PC-FAVE1 - SENTMENAT	2	220	0,3	Fecsa-Enher
2005	GRAUS - FRONTERA FRANCESA (CAZARIL)	2	400	140	REE
2005	BESCANÓ - VIC Instalación de parte nororiental de 2º circuito en línea Sentmenat-Bescanó	1	400	40	REE
2005	SENTMENAT - BESCANÓ (Comparte D/C con L/Pierola-Vic en partes de tramo inicial; Preparada para D/C en tramo final)	1	400	79	REE
2005	VIC - FRONTERA FRANCESA (BAIXAS) (Duplicación cto.existente, pendiente de definición)	1	400	45	REE
2005	D/C BESCANÓ - FIGUERAS	2	400	80	REE
2005	D/C FIGUERAS - FRONTERA FRANCESA (BAIXAS)	2	400	40	REE
2005	D/C SANTA COLOMA -L/RUBÍ - BEGUES	2	400	21,4	REE

ZONA CENTRO: CASTILLA Y LEÓN, CASTILLA-LA MANCHA, MADRID Y EXTREMADURA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. MVA TRANSF.
2001	TRILLO	220	2	Parque 220 kV, salidas: Bolarque	REE	
2001	BOLARQUE	220	1	Salidas: Trillo	REE	
2001	OLMEDILLA	400	1	Salidas: Romica II	REE	
2001	ROMICA	400	1	Salidas: Olmedilla II	REE	
2001	FUENCARRAL	400	3	Parque 400 kV, salidas: Galapagar, SS.Reyes	REE	
2001	ARGANDA	220	5	2 salidas a Loeches y Valdemoro II (E/S)	UEF	
2001	CAMPO NACIONES	220	3	2 Salidas a Canillejas (Fut. El Coto) y a Hortaleza	UEF	
2001	CANILLEJAS	220	2	Salida a C.Naciones (Fut. El Coto)	UEF	
2001	HORTALEZA	220	2	Salida a Campo de las Naciones	UEF	
2001	CERRO DE LA PLATA	220	2	Salida a Mazarredo (Fut. Mediodía)	UEF	
2001	MAZARREDO	220	3	2 Salidas a L.C.Villaviciosa y Cerro de la Plata	UEF	
2001	L.C. VILLAVICIOSA	220	2	Salida a Mazarredo	UEF	
2001	ALVARADO	220	1	Salida a Balboa	CSE	

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. MVA TRANSF.
2001	LUBIAN	220	3	Parque 220 kV, salidas: San Agustín, Puebla de Sanabria, Nueva Generación	REE	
2002	VIRTUS	400	4	Parque 400 kV, salidas: Herrera, Güeñes, Nueva Generación, posible Transformador 400/220 posterior	REE	
2002	GALAPAGAR	400		Transformador	IB	400/132 450
2002	LA MUDARRA	220	1	Salidas: La Olma	REE	
2002	ANCHUELO	400	4	Parque 400 kV, salidas: Trillo, Loeches, TAV (Fase posterior, posición transformación 400/AT)	REE	
2002	FUENTES DE LA ALCARRIA	400	4	Parque 400 kV, salidas: Trillo, Loeches, TAV (Fase posterior: Posible transformación 400/AT - eólicos)	REE	
2002	MEDINACELI	400	7	Parque 400 kV, salidas: Trillo, Terrer, TAV (Fase posterior: Posible transformación 400/AT - eólicos)	REE	
2002	TRILLO	400	4	Salidas: Magallón, Terrer, Fuentes de la Alcarria (Antigua Loeches), Anchuelo (Antigua Loeches)	REE	
2002	GALAPAGAR	400	1	Salidas: Transformador 400/132	REE	
2002	LA OLMA	220	1	Salidas: La Mudarra	REE	
2002	L.C.VILLAVICIOSA	220	2	Salida a Norte (antigua salida a Norte ahora va a Prosperidad)	UEF	
2002	ALVARADO	220	2	Ampliación transformación	CSE	
2003	FUENCARRAL	400		Transformador	REE	400/220 600
2003	MEDIODÍA	220	3	2 Salidas a Mazarredo y C.Plata (E/S)	UEF	
2003	CERRO DE LA PLATA	220	2	Salida a Villaverde 2ºcto	UEF	
2003	VILLAVERDE	220	2	Salida a Cerro de la Plata 2ºckt	UEF	
2003	AZCA	220	3	2 Salidas a Hortaleza y Norte	UEF	
2003	HORTALEZA	220	2	Salida a Azca	UEF	
2004	FUENCARRAL	400	1	Salidas: Transformador 400/220	REE	
2004	EL COTO	220	3	2 Salidas a C.Naciones y Canillejas (E/S)	UEF	
2005	ALBRESA	220	2	Salida a Parla II	IB	
2005	NAVALCARNERO	220	5	E/S Navalcarnero en V. Cañada-Talavera, salida a Moraleja	IB	
2005	PARLA II	220	11	E/S en Pinto-Azután, E/S en Aceca-Parla, Salida a Albresa	IB	
2005	TORRIJOS	220	3	E/S Torrijos en Almaraz-Villaverde	IB	
2005	MORALEJA	220	2	Salida a Navalcarnero	IB	
2005	S.S DE LOS REYES II	220	3	E/S T1-Tres Cantos - S.S. De los Reyes	IB	
2005	VALDECABALLEROS	400	1	Salidas: Guadame II	REE	
2005	AENA	220	2	Segunda salida a SS.Reyes	UEF	
2005	S.S. REYES	220	2	Salida a Aena	UEF	
2005	ALVARADO	220	3	Paso a 220 kV L/132 kV Alvarado-Mérida	CSE	

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP.
2001	BALBOA - ALVARADO	1	220	61	CSE
2001	E/S BOADILLA EN MAJADAHONDA-T.LEGANÉS.	2	220	1	IB
2001	E/S ARAVACA EN MAJADAHONDA-VENTAS	2	220	2,04	IB
2001	ROMICA - OLMEDILLA (Instalación del 2º Circuito)	1	400	74,6	REE
2001	D/C FUENCARRAL - L/GALAPAGAR-S.SEBASTIÁN (Ctº Doble/cuadruple), (Entrada/salida) (Doble circuito 400 kV, compartiendo línea con doble circuito de 220 kV.	2	400	18	REE
2001	MAZARREDO - C.PLATA	1	220	7,1	UEF
2001	L.C.VILLAVIC - MAZARREDO	1	220	5,3	UEF
2001	HORTALEZA - C.NACIONES	1	220	5,1	UEF
2001	C.NACIONES-CANILLEJAS	1	220	4,75	UEF
2001	E/S ARGANDA EN LOECHES-VALDEMORO II	2	220	2,4	UEF
2001	BOLARQUE - TRILLO	1	220	46	REE
2001	D/C LUBIÁN -L/ SAN AGUSTÍN - PUEBLA DE SANABRIA (Entrada/salida)	2	220	4	REE
2002	D/C VIRTUS - L/HERRERA - GÜEÑES (Entrada/salida) Parque previsto en inmediaciones de la línea	2	400	2	REE
2002	LA MUDARRA - LA OLMA	1	220	23	REE
2002	D/C FUENTES DE LA ALCARRIA - L/TRILLO - LOECHES (Entrada/salida)	2	400	44	REE
2002	D/C TRILLO - MAGALLÓN	2	400	320	REE
2002	D/C MEDINACELI - L/MAGALLÓN - TRILLO (Entrada/salida)	2	400	5	REE
2002	D/C ANCHUELO - L/TRILLO - LOECHES (Entrada/salida)	2	400	13	REE
2002	FUENCARRAL - SAN CHINARRO	1	220	4,4	IB
2002	FUENCARRAL - SAN CHINARRO	2	220	6,2	IB
2002	E/S LUCERO EN MAJADAHONDA-T.LEGANÉS.	2	220	1	IB
2002	E/S PINTO EN AZUTÁN-VILLAVERDE	2	220	0	IB
2002	E/S FUENLABRADA OESTE EN MORALEJA-T1 FORTUNA	2	220	0	IB
2002	VILLAVICIOSA (CORRALÓN) NORTE	1	220	5	UEF
2002	SE ELIMINA LA E/S DE NORTE EN VILLAVICIOSA-PROSPERIDAD	1	220	0,3	UEF
2003	ELIMINACIÓN T2 PALENCIA	1	220	5,85	IB
2003	ALIMENTACIÓN NUEVA ST ARROYOMOLINOS	2	220	9,2	IB
2003	VALDEMORO II - ALBREASA	1	220	2,5	IB
2003	E/S VILLANUEVA DE LA CAÑADA EN MAJADAHONDA-TALavera	2	220	12,6	IB
2003	E/S PARLA EN ACECA-VILLAVERDE	2	220	0	IB
2003	HORTALEZA - AZCA	1	220	5,2	UEF
2003	AZCA-NORTE NUEVA ALIMENTAC A NORTE	1	220	3,8	UEF
2003	SUSTITUCIÓN CABLE OF-500 MM2 HORTALEZA- AENA	1	220	1,1	UEF
2003	SUSTITUCIÓN CABLE OF-500 MM2 HORTALEZA - SS.REYES	1	220	1,1	UEF
2003	E/S MEDIODÍA EN MAZARREDO-C.PLATA	2	220	5	UEF
2003	VILLAVERDE CERRO DE LA PLATA	2	220	4,6	UEF
2004	E/S COTO EN C.NACIONES -CANILLEJAS	2	220	4,2	UEF
2005	NAVALCARNERO - MORALEJA	1	220	15,4	IB
2005	MORALEJA - PARLA II	1	220	11,7	IB

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP.
2005	ALBREASA - PARLA II	1	220	11	IB
2005	E/S NAVALCARNERO EN V. CAÑADA-TALavera	2	220	12,6	IB
2005	E/S TORRIJOS Y PARLA II EN ALMARAZ-VILLaverDE	4	220	14,2	IB
2005	E/S EN PARLA II EN PINTO-AZUTÁN	2	220	0	IB
2005	E/S PARLA II EN ACECA-PARLA	2	220	0	IB
2005	E/S SAN SEBASTIÁN II EN SAN SEBASTIÁN-T1 TRES CANTOS	2	220	0	IB
2005	BALBOA - FRONTERA PORTUGUESA (ALQUEVA) (Línea preparada para doble circuito)	1	400	50	REE
2005	SS.REYES - AENA	2	220		UEF

ZONA LEVANTE: COMUNIDAD VALENCIANA Y MURCIA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. MVA TRANSF.
2001	CATADAU	400	1	Salidas: Transformador 400/132	REE	
2001	CATADAU	400		Transformador	IB	400/132 450
2001	BENEJAMA	400	1	Salidas: Transformador 400/132	REE	
2001	BENEJAMA	400		Transformador	IB	400/132 450
2002	LA PLANA	400		Transformador	IB	400/132 450
2002	LA ELIANA	400	1	Salidas: La Plana III	REE	
2002	LA PLANA	400	2	Salidas: La Eliana III, Morella (Anterior posición de Aragón)	REE	
2002	LITORAL DE ALMERÍA	400	1	Salidas: El Palmar I y II (Una posición procede de Rocamora)	REE	
2002	EL PALMAR	400	7	Parque 400 kV, salidas: Nueva Escombreras I y II, Litoral I y II, Rocamora I y II, Transformador 400/132 (Fase posterior: Ampliación Transformación 400/132 kV.)	REE	
2002	NUEVA ESCOMBRERAS	400	11	Parque 400 kV, salidas: Escombreras, Rocamora, El Palmar I y II y Nueva Generación	REE	
2002	EL PALMAR	400		Transformador	IB	400/132 450
2002	LA ASOMADA	400	1	Salidas: Transformador 400/132	REE	
2002	LA ASOMADA	400		Transformador	IB	400/132 300
2002	ROCAMORA	400	1	Salidas: El Palmar I, II (Una posición procede de Rocamora)	REE	
2002	MAESTRAZGO I (MORELLA)	400	3	Parque 400 kV, salidas: Aragón, La Plana, Nueva Generación (Fase posterior (2005) salidas: Fuendetodos, La Plana II)	REE	
2003	VALENCIA (TORRENTE)	400		Transformador	IB	400/132 450

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. MVA TRANSF.
2003	VALENCIA (TORRENTE)	400	5	Parque 400 kV, salidas: La Eliana, Catadau, Transformador 400/132 (Fase posterior: Ampliación transformación)	REE	
2003	ESCOMBRERAS	220	2	Salida a Campoamor	IB	
2003	N.H.MORENA	220	2	Salida a Rojales	IB	
2003	ROCAMORA	400		Transformador	REE	400/220 600
2003	ROCAMORA	400	1	Salidas: Transformador 400/220	REE	
2004	LA PLANA	400	1	Salidas: Transformador 400/220	REE	
2004	ALDAYA	220	3	E/S Aldaya en Torrente-La Eliana	IB	
2005	ORIHUELA	220	5	E/S Orihuela en Rocamora-Rojales	IB	

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2002	LA ELIANA - LA PLANA (Instalación del 2º Circuito)	1	400	62	REE
2002	D/C NUEVA ESCOMBRERAS - EL PALMAR	2	400	100	REE
2002	Q/C EL PALMAR -L/LITORAL - ROCAMORA, (Doble Entrada/salida)	4	400	96	REE
2002	D/C NUEVA ESCOMBRERAS - L/ROCAMORA - ESCOMBRERAS (Entrada-Salida)	2	400	1	REE
2002	E/S ELDA EN BENEJAMA-PETREL	2	220	8,6	IB
2002	LITORAL - ROCAMORA (Instalación del 2º Circuito)	1	400	185	REE
2002	D/C MAESTRAZGO I (MORELLA) -L/ARAGÓN - LA PLANA (Entrada/salida)	2	400	0,2	REE
2002	E/S BENILLOBA EN JIJONA-T.ALCIRA	2	220	0	IB
2003	D/C VALENCIA (TORRENTE) -L/LA ELIANA - CATADAU (Entrada/salida)	2	400	10	REE
2003	E/S CAMPOAMOR EN ROJALES-H.MORENA. NUEVA LÍNEA 220 KV ROJALES-ESCOMBRERAS. PASO DE CAMPOAMOR A LA NUEVA LÍNEA.	3	220	23,6	IB
2003	E/S TORRELLANO EN SAN VICENTE-ROJALES. E/S EL PALMERAL EN SAN VICENTE-TORRELLANO. NUEVA LÍNEA 220 KV ROJALES-SAN VICENTE. PASO DE EL PALMERAL A LA NUEVA LÍNEA.	5	220	58	IB
2004	E/S ALDAYA EN TORRENTE-LA ELIANA	2	220	8,4	IB
2005	NUEVA LÍNEA 220 KV DC ROCAMORA-ROJALES Y E/S ORIHUELA EN ROCAMORA-ROJALES	3	220	34	IB

ZONA SUR: ANDALUCÍA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. MVA TRANSF.
2001	VILLANUEVA DEL REY	220	3	E/S en Lancha-Santiponce	CSE	
2001	ORGIVA	220	3	E/S Orgiva en Benahadux-Gabias	CSE	
2001	CASILLAS	220	3	E/S Casillas en Villan. del Rey-Lancha	CSE	
2001	OLIVARES	220	3	E/S Olivares en Guadame-Atarfe	CSE	
2001	ALJARAFE	220	4	E/S en Quintos-Santiponce	CSE	
2001	LANCHA	220	1	Ampliación transformación 220/132 kV	CSE	
2001	DON RODRIGO	220	2	Transformación 220/66 kV	CSE	
2001	ALCORES	220	1	Ampliación transformación 220/132 kV	CSE	
2001	GUILLENA	220	1	Ampliación transformación 220/132 kV	CSE	
2001	PINAR	220	1	Ampliación transformación 400/220 kV	CSE	
2001	PUERTO DE LA CRUZ	400		Reactancia	REE	400/400 150
2001	FACINAS	220	1	Evacuación Eólicos Tarifa	CSE	
2001	TARIFA	220	1	Evacuación Eólicos Tarifa	CSE	
2002	PATERNA	220	3	E/S en Pinar-Cartuja	CSE	
2002	PARRALEJO	220	1	Parralejo 220/66 kV	CSE	
2002	PUERTO DE LA CRUZ	400		Transformador	REE	400/220 600
2002	RAMOS	220	1	Ampliación de transformación	CSE	
2002	GABIAS	220	1	Ampliación transformación 220/66 kV	CSE	
2002	ORGIVA	220	1	Ampliación transformación 220/132 kV	CSE	
2002	RAMOS	220	1	Ampliación de transformación	CSE	
2002	GUILLENA	400		Condensador	REE	200
2002	GUILLENA	400	1	Salidas: Condensador	REE	
2002	PINAR DEL REY	400		Transformador	REE	400/220 600
2002	PINAR DEL REY	400	5	Salidas: Estrecho, Puerto de la Cruz, Transformador 400/220	REE	
2002	ARCOS DE LA FRONTERA (SUR)	400	7	Parque 400 kV, salidas: Pinar del Rey, Don Rodrigo, Nueva Generación (Definición de mallado: 2ª Entrada/salida en función de magnitud generación)	REE	
2002	PUERTO DE LA CRUZ	400	9	Parque 400 kV, salidas: Pinar del Rey, Don Rodrigo, Est.T. Estrecho, Transformador 400/220 y Reactancias (1 procedente de Pinar del Rey)	REE	
2002	DON RODRIGO	400	1	Salidas: Puerto de la Cruz	REE	

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.	RELAC. MVA TRANSF.
2002	ESTRECHO	400	2	Salidas: Pinar del Rey, Puerto de la Cruz	REE	
2003	ÚBEDA	220	2	Úbeda 220 kV	CSE	
2003	OLIVARES	220	1	Úbeda 220 kV	CSE	
2003	CASARES	220	3	E/S Alhaurín-Pinar	CSE	
2003	NUEVA THARSIS	220	2	Nueva subestación 220/132 kV en zona Tharsis	CSE	
2003	ÓNUBA	220	1	Nueva subestación 220/132 kV en zona Tharsis	CSE	
2003	LANCHA	220	1	Ampliación transformación 220/66 kV	CSE	
2003	CÁDIZ OESTE	220	1	Cádiz Oeste 220/66 kV	CSE	
2003	CARTUJA	220	1	Cádiz Oeste 220/66 kV	CSE	
2003	ROCÍO	220	3	Aljarafe-Rocío 220 kV	CSE	
2003	ALJARAFE	220	1	Aljarafe-Rocío 220 kV	CSE	
2003	TORREARENILLAS	220	1	Aljarafe-Rocío 220 kV	CSE	
2003	PUERTO REAL	220	1	Ampliación transformación 220/66 kV	CSE	
2003	CASARES	220	3	E/S línea Pinar-Alhaurín 220 kV	CSE	
2003	CASARES	220	3	E/S Alhaurín-Pinar	CSE	
2004	COLÓN	220	2	E/S línea Santiponce- Torrearenillas	CSE	
2005	FARGUE	220	1	Fargue 220/66 kV	CSE	
2005	GUADAIRA	220	3	Guadaira 220/66 kV	CSE	
2005	QUINTOS	220	1	Guadaira 220/66 kV	CSE	
2005	GUADAME	400	1	Salidas: Valdecaballeros II	REE	

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2001	E/S OLIVARES EN GUADAME-ATARFE	2	220	20	CSE
2001	E/S VILLANUEVA DEL REY EN LANCHA-SANTIPONCE	2	220	36	CSE
2001	E/S ORGIVA EN BENAHDUX-GABIAS	2	220	4	CSE
2001	E/S ALJARAFE EN QUINTOS-SANTIPONCE	2	220	2	CSE
2001	PUERTO REAL - CARTUJA	1	220	12	CSE
2001	CAPARACENA - GABIAS	1	220	0	CSE
2001	E/S CASILLAS EN VILLANUEVA DEL REY - LANCHA	2	220	0	CSE
2001	TARIFA - FACINAS	1	220	18	CSE
2002	PARRALEJO 220/66KV	1	220	32	CSE
2002	PATERNA E/S EN PINAR-CARTUJA	2	220	0	CSE
2002	2º CIRCUITO PINAR - ESTRECHO	1	400	37	REE
2002	Q/C PUERTO DE LA CRUZ -L/PINAR - EST.TERM. ESTRECHO (Tramo de cuádruple circuito, en el que se instalan 3). Constituyendo las conexiones de Puerto de la Cruz con Pinar, Don Rodrigo y E.T.Estrecho)	4	400	22	REE

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP.
2002	D/C ARCOS DE LA FRONTERA (SUR) - L/PINAR DEL REY - D.RODRIGO (Entrada-Salida)	2	400	2	REE
2003	ONUBA - THARSIS	1	220	35	CSE
2003	ROCÍO - TORREARENILLA	1	220	38,5	CSE
2003	OLIVARES - ÚBEDA	1	220	45	CSE
2003	ALJARAFE - ROCÍO	1	220	40	CSE
2003	COLÓN-TORREARENILLAS. Variación trazado	1	220	7,8	CSE
2003	FARGUE - CAPARACENA	2	220	50	CSE
2003	E/S EN CASARES - L/ALHAURÍN-PINAR	2	220	8	CSE
2003	CARTUJA - CÁDIZ OESTE	1	220	18	CSE
2004	E/S COLÓN EN L/SANTIPONCE- TORREARENILLAS	2	220	0,2	CSE
2005	ATARFE - FARGUE	1	220	18	CSE
2005	QUINTOS - GUADAIRA	1	220	4	CSE

7.2.6. Otros refuerzos que deberían ser objeto de una planificación convencional

Además de los refuerzos anteriores previstos hasta el 2005, se consideran no urgentes, y por ello susceptibles de una planificación de carácter convencional de acuerdo con el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, fundamentalmente otros refuerzos, previstos en el medio plazo, asociados a la evacuación de generación en régimen especial (eólica, tratamiento de purines, etc.),

dado que para este tipo de generación, es más difícil de prever su evolución y en comparación con la del régimen ordinario, aporta una menor garantía de suministro.

En las siguientes tablas se recogen, para cada una de las zonas eléctricas en que puede dividirse el sistema eléctrico peninsular español, los refuerzos que no tienen el carácter de urgentes. Es preciso indicar que en algunas zonas no existen refuerzos motivados por este tipo de generación en régimen especial.

ZONA NOROESTE: GALICIA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.
2004	SANTIAGO	220	2	Salida a San Cayetano	UEF
2005	SAN CAYETANO	220	2	Salida a Portodemouros	UEF
2005	PORTODEMOUROS	220	2	Salida a San Cayetano	UEF

ZONA NORDESTE: COMUNIDAD FORAL DE NAVARRA, LA RIOJA, ARAGÓN Y CATALUÑA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.
2004	FUENDETODOS	220	1	Salida a Escucha-eólico (1)	ERZ

ZONA SUR: ANDALUCÍA

AÑO	SUBESTACIÓN	TENS.	POS.	INSTALACIÓN	EMP.
2004	PUERTO REAL	220	1	Paso a 220 kV L/P.Real-Casares 132 kV	CSE
2004	CASARES	220	1	Paso a 220 kV L/P.Real-Casares 132 kV	CSE

AÑO	LÍNEA	Nº	kV	KMS	EMP
2004	PASO A 220 KV L/P.REAL-CASARES 132KV	1	220	88,7	CSE

7.2.7. Otras cuestiones que pueden mejorar la seguridad del suministro

De acuerdo con las sugerencias aportadas por Red Eléctrica de España, S.A., se estima conveniente incidir, de cara a mejorar la seguridad del suministro, en las siguientes cuestiones:

- Dilación y retrasos en la autorización de nuevas instalaciones de transporte. Para evitar esto cabría la posibilidad de establecer mecanismos para la agilización y/o simplificación de los procedimientos administrativos de autorización de instalaciones de transporte:

o Ordenación del territorio y urbanismo.

- Reformas Legislativas y Reglamentarias que agilicen dichos trámites, con posibilidad de ejecución de obra mientras se adecua el plan.
- Inclusión de las infraestructuras eléctricas de transporte en la futura ley de infraestructuras promovidas por el Ministerio de Fomento para su tratamiento como infraestructuras lineales equiparables a autovías, líneas de ferrocarril, etc.

o Medioambiental.

- Realización de la Evaluación de Impacto Ambiental con las consultas previas únicamente preceptivas.

- Mayor agilidad en el Ministerio de Medio Ambiente para la emisión de Resoluciones de Declaración de Impacto Ambiental.

o Administración encargada de la tramitación.

- Directrices claras sobre competencias de tramitación por parte del Ministerio de Economía respecto a la validez de Decretos de transferencias y actuales Convenios.
- Promoción de nuevos Convenios para la tramitación por las Comunidades Autónomas.

o Adopción de Resoluciones.

- La generación en régimen especial puede desplazar, no por criterios de mercado, a la generación del régimen ordinario. Actualmente se carece de criterios para limitar las producciones entre diferentes generadores en régimen especial. Para evitar esto es preciso desarrollar procedimientos de operación relativos a la gestión de la capacidad de evacuación para los productores en régimen especial introduciendo mecanismos de mercado y automatismos de control.

- Aumento de la problemática en la operación del sistema en relación con la producción del régimen especial, como consecuencia del

crecimiento espectacular experimentado en los últimos años, y previsto para el futuro próximo, ante todo de la generación eólica, al carecerse de telemidas para su control.

Para evitar esto sería preciso captar información en tiempo real, procedente de la generación en régimen especial, por el Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica de España, S.A., así como la dotación de mecanismos de teledisparo selectivo necesarios para una operación del sistema de forma correcta y segura, tal y como se recoge en la propuesta de Real Decreto, por el que se establecen las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a las redes y el funcionamiento de las instalaciones del régimen especial.

7.2.8. Refuerzos de las redes de distribución

En el presente apartado se describen las actuaciones más importantes que han previsto realizar las principales empresas distribuidoras con objeto de garantizar la cobertura de la demanda a corto y medio plazo en sus respectivas zonas de distribución.

Como punto de partida se considera adecuado incidir en la necesidad del desarrollo de procedimientos de operación para la actividad de distribución.

La información aportada por dichas empresas distribuidoras hace referencia, según lo solicitado, a las siguientes cuestiones:

- Previsiones de demanda en las diferentes zonas de distribución para cada uno de los años del periodo considerado.
- Planes de desarrollo de las nuevas instalaciones de distribución y su programación.
- Puntos críticos de la red de distribución.

PREVISIONES DE DEMANDA

Desde el punto de vista de las redes de distribución de energía eléctrica, el parámetro clave para evaluar la cobertura de la demanda es el registro de la potencia máxima en las distintas subestaciones AT/MT. Proyectando dichos valores a los siguientes años, pueden estimarse los refuerzos necesarios en las infraestructuras de distribución para afrontar las situaciones de demanda máxima en zonas más concretas de suministro.

No obstante, desde el punto de vista de los gestores de las redes de distribución, existen, además de los registros históricos de la demanda máxima, una serie de factores que deben ser tenidos en cuenta a la hora de realizar dichas proyecciones a futuro:

- Efecto de la temperatura, climatología y estacionalidad.
- Crecimiento económico de la zona.
- Variaciones en la configuración de la red de la zona.
- Características específicas del mercado que se abastece.
- Experiencia del personal adscrito a la zona de distribución.

En base a lo anterior, las empresas distribuidoras han procedido a calcular la punta de potencia, tanto de invierno como de verano, más probable de acuerdo a sus estimaciones para cada uno de los años del periodo considerado, cuyos valores se reproducen en las siguientes tablas agrupados por Comunidades Autónomas:

	Año 2002 Punta		Año 2003 Punta				Año 2004 Punta			
	Invierno	Verano	Invierno		Verano		Invierno		Verano	
	(MW)	(MW)	(MW)	INC %	(MW)	INC %	(MW)	INC %	(MW)	INC %
Total peninsular	36.425	32.299	38.108	4,62%	33.844	4,78%	39.885	4,66%	35.457	4,77%
Andalucía	5.220	4.782	5.463	4,66%	5.013	4,84%	5.720	4,70%	5.254	4,80%
Aragón	1.232	1.186	1.288	4,53%	1.242	4,71%	1.347	4,60%	1.299	4,60%
Asturias	1.262	1.134	1.283	1,68%	1.152	1,55%	1.305	1,70%	1.170	1,60%
Cantabria	601	543	625	3,99%	564	3,95%	650	4,00%	587	4,00%
Castilla y León	2.068	1.582	2.145	3,75%	1.641	3,72%	2.227	3,80%	1.700	3,60%
Castilla-La Mancha	2.201	1.821	2.279	3,54%	1.888	3,69%	2.361	3,60%	1.958	3,70%
Cataluña	6.272	6.245	6.630	5,71%	6.591	5,55%	7.008	5,70%	6.954	5,50%
Valencia	4.271	3.827	4.438	3,92%	3.975	3,87%	4.616	4,00%	4.126	3,80%
Extremadura	596	508	621	4,12%	529	4,09%	646	4,10%	551	4,20%
Galicia	2.747	2.273	2.902	5,63%	2.402	5,68%	3.067	5,70%	2.539	5,70%
Madrid	5.528	4.821	5.878	6,33%	5.139	6,59%	6.248	6,30%	5.478	6,60%
Murcia	949	890	994	4,77%	939	5,54%	1.042	4,80%	991	5,50%
Navarra	533	387	549	2,93%	398	2,81%	564	2,80%	409	2,80%
País Vasco	2.696	2.125	2.757	2,25%	2.189	3,03%	2.820	2,30%	2.255	3,00%
La Rioja	249	175	257	3,04%	181	3,29%	264	2,90%	186	2,90%

Puede observarse que, según las previsiones de las empresas distribuidoras, los crecimientos de la demanda en los próximos ejercicios son superiores incluso a los considerados en el escenario alto previsto por el gestor técnico del sistema. Tal circunstancia obedece a que las puntas de demanda para cada una de las zonas no tienen necesariamente por qué coincidir en el tiempo, por lo que el crecimiento medio coincidente es necesariamente inferior al aquí mostrado. No obstante, los refuerzos en las redes de distribución deben estar previstos para garantizar el suministro durante la punta de cada una de las zonas de distribución.

Por otra parte, es preciso resaltar que el incremento medio de la punta de verano es superior al de la punta de invierno, motivado, fundamentalmente, por la fuerte penetración del aire acondicionado en muchas de las zonas de distribución, por lo que adquiere especial importancia los refuerzos en las redes de distribución encaminados a la compensación de la reactiva que consumen dichos aparatos.

Igualmente resulta digno de destacar los distintos crecimientos previstos por las empresas distribuidoras en

cada una de las zonas, lo que conlleva que los refuerzos previstos en cada una de las zonas de distribución sean, en proporción a sus respectivas demandas, distintos.

Sobre la base de los anteriores crecimientos de la demanda punta, tanto de invierno como de verano, cada una de las empresas distribuidoras ha aportado diversa información relativa tanto a los puntos críticos, entendiendo por tales cualquier elemento de la red de distribución que, a lo largo del periodo considerado, deja de cumplir los criterios de seguridad, como a las actuaciones necesarias en las redes de distribución, encaminadas a evitar tales eventualidades. A este respecto, los criterios de seguridad considerados por las empresas distribuidoras, al menos en las redes de tensiones superiores a 36 kV, no son otros que los referidos anteriormente para las redes de transporte, resumidamente tensiones dentro de límites y ausencia de sobrecargas inadmisibles tanto en situación sin fallo como ante fallo simple (criterio N-1).

Se resume a continuación la información aportada por cada una de las empresas distribuidoras relativa a las actuaciones planificadas en sus respectivas zonas de

distribución, a lo largo del periodo considerado, así como, en su caso, los puntos críticos por ellas declarados.

Zonas de distribución eléctrica de Unión Fenosa
Distribución

Cabe destacar que, de acuerdo con lo manifestado por esta sociedad, en la medida que pueda cumplirse su plan de actuaciones, para lo cual habrá que ir solventando las dificultades que puedan aparecer, quedaría garantizado, sin restricciones, el suministro eléctrico en todas sus zonas en el periodo considerado.

En la zona de ambas Castillas, el plan de inversiones previsto por la citada empresa incide, principalmente, en la remodelación y desarrollo de redes de distribución de 45 kV y 66 kV, desarrollo motivado por el tipo de red ya existente, las características del mercado y el bajo nivel de consumo con una dispersión media de la demanda. Con relación a otros niveles de tensión, se destaca el refuerzo de la capacidad de transformación entre las redes de 132 kV y las redes de 45 kV y MT, mediante la instalación de nuevos transformadores y sus correspondientes posiciones en subestaciones de 132 kV de tipo convencional. Se destaca así mismo, las ampliaciones de las líneas de 132 kV. El resumen de dichas actuaciones en la zona de ambas Castillas se recoge en la siguiente tabla:

Posiciones 132 kV	29 Pos.
Transformación 220/AT-MT	180 MVAs
Transformación 132/AT-MT	325 MVAs
Líneas 132 kV	95 Km
Condensadores 132 kV	40 MVAR

En la zona de Madrid se destaca el refuerzo de la capacidad de transformación entre el nivel de transporte de 220 kV y las redes de distribución de M.T, mediante la instalación de transformadores 220/(15-20) kV en subestaciones fundamentalmente blindadas. El desarrollo de este tipo de distribución está condicionado por la escasez de zonas donde pueden ubicarse subestaciones y por el tipo de mercado, urbano con un fuerte nivel de consumo y una demanda muy

concentrada. El resumen de dichas actuaciones en la zona de Madrid se recoge en la siguiente tabla:

Transformación 220/AT-MT	1.740 MVAs
Transformación 132/AT-MT	30 MVAs
Posiciones 132 kV	1 Pos.
Condensadores 132 kV	60 MVAR

En la zona de Galicia es de destacar el refuerzo general de la capacidad de transformación entre el nivel de transporte de 220 kV y las redes de distribución de 132 kV, 66 kV y M.T, en subestaciones tanto de tipo convencional como blindadas. Así mismo, se prevé la expansión de las redes de 132 kV y 66 kV. La particularidad de esta zona de distribución, condicionada por su orografía, por los bajos niveles de consumo y por la ubicación de la demanda en zonas rurales muy dispersas, motiva el cambio de tensión en las redes existentes como principal herramienta para reforzar las redes de distribución. El resumen de dichas actuaciones en la zona de Galicia se recoge en la siguiente tabla:

Transformación 220/AT-MT	1.285 MVAs
Transformación 132/AT-MT	277 MVAs
Posiciones 132 kV	30 Pos.
Líneas 132 kV.	139 Km
Condensadores 132 kV	60 MVAR

Zonas de distribución eléctrica de Hidrocantábrico
Distribución Eléctrica

Esta sociedad manifiesta no haber identificado ningún punto crítico en sus redes de transporte o distribución para afrontar con garantías los incrementos de la demanda en el periodo considerado.

Es digno de mención que, de acuerdo con el plan de expansión de esta sociedad, se prevé la construcción de cuatro nuevas subestaciones 220 kV/MT en las provincias

de Valencia, Castellón, Madrid y Alicante, así como una nueva subestación 66 kV/MT en la provincia de Murcia.

En cuanto a la zona de Asturias, las actuaciones previstas pasan fundamentalmente por la conversión de actuales líneas de 132 kV a 220 kV, aprovechando las trazas existentes, el consiguiente refuerzo de la transformación 220/132 kV, así como la construcción de dos nuevas subestaciones 220 kV/MT.

El resumen las actuaciones previstas por la citada empresa se recoge en la siguiente tabla:

Transformación 220/132 kV	2 Ud.
Subestaciones 220 kV/MT	6 Ud.
Subestaciones 66 kV/MT	1 Ud.
Conversión líneas 132 kV a 220 kV	3

Zonas de distribución eléctrica de Iberdrola Distribución

En relación a la evaluación de los puntos críticos, esta sociedad identifica, para cada una de las Comunidades Autónomas, las instalaciones y elementos críticos, la causa de los mismos y las acciones correctoras para solventar las eventuales deficiencias.

Los planes de inversión para la zona de Levante (Valencia y Murcia), se resumen en tres grandes frentes de actuación: incremento de la capacidad de conexión entre las redes de transporte y las redes de distribución, la extensión de las redes de 132 kV y la instalación de bancos de condensadores en subestaciones de distribución. El resumen de dichas actuaciones en la zona de Levante se recoge en la siguiente tabla:

Ampliación capacidad de transformación	5.167 MVAs
Compensación de Reactiva	654 MVAR
Líneas 132 kV	290 Km

Los planes de inversión para la zona de ambas Castillas, se resumen en los mismos tres frentes de actuación señalados para la zona de Levante, aunque en otro orden de magnitud debido al tipo de mercado que abastece. El resumen de dichas actuaciones en la zona de ambas Castillas se recoge en la siguiente tabla:

Ampliación capacidad de transformación	1.512 MVAs
Compensación de Reactiva	179 MVAR
Líneas 132 kV.	92 Km

Los planes de inversión para la zona de Madrid contemplan el incremento de la capacidad de transformación entre las redes de transporte y las redes de distribución y la instalación de bancos de condensadores. Destacan los refuerzos en subestaciones blindadas 220 kV/MT, en detrimento de las instalaciones a 132 kV. El resumen de dichas actuaciones en la zona de Madrid se recoge en la siguiente tabla:

Ampliación capacidad de transformación	2.363 MVAs
Compensación de Reactiva.	367 MVAR
Líneas 132 kV.	58 Km

En el resto de zonas de distribución gestionadas por esta empresa, no se señalan situaciones de especial riesgo, salvo en la zona de Extremadura, donde se ha previsto, en proporción, un considerable incremento de la capacidad de transformación. El resumen de las actuaciones en las zonas del País Vasco, Navarra, La Rioja y Extremadura se recoge en la siguiente tabla:

País Vasco.	
Ampliación capacidad transformación	321 MVAs
Líneas 132 kV.	1 Km
Extremadura.	
Ampliación capacidad transformación	204 MVAs
Líneas 132 kV.	2 Km
La Rioja.	
Ampliación capacidad transformación	56 MVAs
Navarra.	
Ampliación capacidad transformación	100 MVAs

Zonas de distribución eléctrica de Endesa Distribución

Esta sociedad utiliza, en la determinación de los puntos críticos de redes de distribución, unas reglas algo distintas de las utilizadas por el resto de empresas distribuidoras. Las tablas de la parte inferior, recogen los criterios de seguridad utilizados por la citada sociedad.

Con los citados criterios, y teniendo en cuenta asimismo las subestaciones alimentadas en antena (T) y las subestaciones que, a lo largo del periodo considerado, dejan en algún momento de cumplir los criterios de planificación, se han evaluado puntos críticos, para cada una de las zonas gestionadas por la citada sociedad.

Sobre la base anterior, se determinan las actuaciones encaminadas a la solución de las posibles eventualidades en las redes de distribución.

Los planes de inversión para la zona de distribución de ERZ (Aragón) contemplan por una parte, el incremento en la capacidad de conexión entre el nivel de 132 kV y las redes de 66 45 kV y, por otra, la extensión de las redes de 66 y 45 kV. Con relación a los puntos críticos, existe un gran número de puntos críticos de tipo A y de tipo T. Los tipo A se resuelven, en su mayor parte, con el desarrollo del nivel a 45 kV y los tipo T mediante el mallado de dichas subestaciones con otras líneas. El resumen del resto de las actuaciones en la zona de

distribución de ERZ (Aragón) se recoge en la siguiente tabla:

Transformadores 220/AT-MT	2 Ud.
Transformadores 132/AT-MT	20 Ud.
Modificación Líneas 132 kV	6 Ud.

Los planes de inversión para la zona de distribución de FECSA-ENHER (Cataluña) contemplan, básicamente, el refuerzo en la capacidad de conexión entre el nivel de transporte de 220 kV y las redes de 66 kV, 45 kV y MT, y la extensión de la red de 110 kV, tensión característica en la zona de Cataluña. Los principales puntos críticos en esta zona de distribución son tipo A. Para solventar los mismos, se prevé un desarrollo del nivel de tensión 110 kV. El resumen del resto de las actuaciones en la zona de distribución de FECSA-ENHER (Cataluña) se recoge en la siguiente tabla:

Transformadores 220/AT-MT	26 Ud.
Transformadores 132/AT-MT	1 Ud.

Los planes de inversión para la zona de distribución de GESA (Baleares) prevén, básicamente, el refuerzo de la conexión entre el nivel de transporte de 220 kV y las redes de 66 kV, y la extensión de la red de 66 kV. Los principales puntos críticos en esta zona de distribución son tipo A. Para solventar los mismos, se prevé el

Situación N-1	Cod.	LÍNEA	TRAFO	TENSIÓN
Riesgo Medio	C	100-125%	110-125%	0,91-0,92 p.u.
Riesgo Alto	B	125-140%	135-150%	0,91-0,90 p.u.
Riesgo Superior	A	> 140%	> 150%	< 0,90 p.u.

Situación N	Cod.	LÍNEA	TRAFO	TENSIÓN
Riesgo Medio	C	100-115%	110-125%	0,92-0,93 p.u.
Riesgo Alto	B	115-130%	125-140%	0,92-0,91 p.u.
Riesgo Superior	A	> 130%	> 140%	< 0,91 p.u.

desarrollo del nivel de tensión de 66 kV. El resumen del resto de las actuaciones en la zona de distribución de GESA (Baleares) se recoge en la siguiente tabla:

Transformadores 220/AT-MT	12 Ud.
Modificación Líneas 132 kV	2 Ud.

Los planes de inversión para la zona de distribución de Sevillana (Andalucía y sur de Extremadura) prevén, por un lado, refuerzos entre el nivel de transporte de 220 kV y las redes de 66 kV y MT y, por otro, refuerzos entre el nivel de 132 kV y las redes de 66 kV y MT. El nivel de tensión predominante en esta zona es 66 kV. Los puntos críticos en esta zona se resuelven mediante el desarrollo del nivel de tensión 66 kV y refuerzos en niveles de tensión superiores. El resumen del resto de las actuaciones en la zona de distribución de Sevillana (Andalucía y sur de Extremadura) se recoge en la siguiente tabla:

Transformadores 220/AT-MT	66 Ud.
Transformadores 132/AT-MT	21 Ud.
Modificación Líneas 132 kV	16 Ud.

Los planes de inversión para la zona de distribución de VIESGO (Asturias, Cantabria y de Lugo) no contemplan medidas especiales más allá de los refuerzos puntuales, indicados en la siguiente tabla resumen:

Transformadores 220/AT-MT	66 Ud.
Transformadores 132/AT-MT	21 Ud.
Líneas 132 kV	16 Ud.

Por último, los planes de inversión para la zona de distribución de UNELCO (Canarias), se centran básicamente en el refuerzo desde la red de 66 kV a la MT, así como en nuevas líneas de 220 y 66 kV.

7.3. La disponibilidad de las nuevas centrales a gas en la cobertura de la demanda eléctrica considerando las restricciones impuestas por la red

En el apartado 6 de este informe se ha analizado la cobertura de la demanda de los sistemas eléctrico y gasista únicamente en cuanto al balance de oferta y demanda, sin considerar las restricciones que puede imponer el transporte; esto es, se ha hecho la cobertura con red infinita.

En este segundo análisis de la cobertura de la demanda eléctrica proporcionada por las nuevas centrales a gas se estudia la senda de incorporación de ciclos combinados incorporando las posibles restricciones derivadas de la red de transporte gasista y eléctrica, y se evaluará la cobertura de la demanda eléctrica según las necesidades dadas en el capítulo 6.3.

La interacción mutua de ambos sistemas adquiere mucha importancia, ya que la garantía de suministro eléctrico dependerá de la senda de incorporación de los ciclos combinados y de los condicionamientos de las redes de transporte, gasista y eléctrica, a su funcionamiento. En el caso español, tal y como se ha descrito en los capítulos precedentes, la infraestructura gasista está menos desarrollada que la eléctrica y es la que, a priori, podría plantear más restricciones por no poder garantizar el transporte del gas necesario para el funcionamiento de dichas centrales.

Posteriormente se tendrán en cuenta otras posibles restricciones que no tienen que ver con las redes eléctricas ni gasistas pero que pueden condicionar el funcionamiento de los ciclos.

La senda de incorporación de ciclos de partida es la supuesta en el apartado 6.3 de este informe².

² Se considera solamente los ciclos que actualmente tienen firmado contrato de acceso a la red gasista y los que han obtenido autorización administrativa tomando como fecha de puesta en marcha para cada ciclo la declarada como más probable por el promotor. Para los ciclos que tienen firmado un contrato de acceso a la red de gas, si 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)

Como ya se señaló en el capítulo 6.3, se ha optado por esta senda de ciclos combinados, por ser los ciclos que tienen más probabilidades de instalarse al tener firmado el contrato de acceso a la red gasista y/o haber obtenido la autorización administrativa. Esta senda de incorporación de ciclos es menos numerosa que la del número total de ciclos anunciados pero así se asegura un criterio más desfavorable de cara a conocer si se va a garantizar el suministro eléctrico. Así, en el caso de que la incorporación de ciclos combinados fuese mayor a este supuesto de partida, se garantizaría con mayor seguridad la cobertura del suministro eléctrico.

La senda más probable de ciclos combinados ya mostrada en la figura 6.3.1 se resume a continuación en la **figura 7.3.1** en la que por claridad se divide el año en dos mitades.

energía vertida por los ciclos combinados a la red de transporte de energía eléctrica.

El gestor técnico del sistema eléctrico en el documento "Información adicional para la elaboración del informe-marco sobre seguridad del suministro" de septiembre de 2001, detalla las actuaciones planificadas para el periodo 2001-2008 clasificadas en subestaciones, transformadores y líneas dando la justificación cualitativa de la idoneidad de dichas instalaciones para la red de transporte de energía eléctrica. Una de las justificaciones es la evacuación de generación asociada a los grupos de ciclo combinado a gas natural. Para estas actuaciones se indica una fecha de puesta en servicio, que por estar coordinada con los promotores es anterior a la puesta en marcha de los grupos. Por tanto, las instalaciones eléctricas necesarias para la evacuación de la energía de los grupos

Figura 7.3.1 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
2º Trimestre 2002	4	4
4º Trimestre 2002	3	7
2º Trimestre 2003	3	10
4º Trimestre 2003	1	11
2º Trimestre 2004	7	18
4º Trimestre 2004	8	26
2º Trimestre 2005	5	31
4º Trimestre 2005	1	32

Para la senda de ciclos de partida mostrada en la **figura 7.3.1**, se van a analizar las posibles restricciones en su funcionamiento, derivadas de la red eléctrica y de la red gasista. Para finalizar se analizarán otras posibles restricciones no relacionadas directamente con estas redes de transporte.

7.3.1. Las posibles restricciones asociadas a la red de transporte eléctrica

A continuación se analiza la situación de las infraestructuras necesarias para la evacuación de la

de ciclo combinado hay que considerar que estarán construidas en plazo según las previsiones de Red Eléctrica.

Para aquellas infraestructuras que van a ser construidas por los propios promotores, en la información aportada por éstos se detallan fechas de puesta en servicio también anteriores a las fechas de puesta en marcha de los grupos.

No obstante, los promotores señalan que para algunos emplazamientos el Operador del Sistema ha indicado que dada la concurrencia de proyectos en determinadas zonas

(en algunos casos, de generación ordinaria y régimen especial eólico, como Galicia) podría dificultar la transmisión de energía de zonas excedentarias a zonas deficitarias, recomienda la instalación de teledisparos para adecuar la generación a la capacidad de transporte disponible ante contingencias.

Así, por ejemplo en la zona de Escombreras existe una elevada concentración de generación prevista. En estos casos, se deben de encontrar soluciones técnicas, mediante refuerzos de red, protecciones, teledisparos, etc. que posibiliten la evacuación de la generación anunciada.

7.3.2. Las posibles restricciones asociadas a la red de transporte de gas

ANÁLISIS DERIVADO DEL FUNCIONAMIENTO DE LA RED

Desde el punto de vista de la interacción futura de los sistemas eléctrico y gasista, la incorporación prevista de nuevos grupos de ciclos combinados tendrá como consecuencia que la cobertura del suministro eléctrico dependa de la viabilidad del suministro de gas a dichos ciclos. Para poder llevar el gas hasta los emplazamientos hace falta una red de transporte suficientemente

dimensionada, dado el importante consumo que suponen estos ciclos.

En el capítulo 7, se analizaron las infraestructuras de gas necesarias para la cobertura de la demanda en el corto – medio plazo. De este análisis se deducen las infraestructuras precisas para el horizonte contemplado descritas en el apartado 7.1 como plan de infraestructuras gasistas.

En el supuesto de que se construyan estas infraestructuras en los plazos indicados, la senda de partida de ciclos considerada podría tener las restricciones mostradas en la **figura 7.3.2** en la punta de invierno, ya descritas en el apartado 7.1.

Por tanto considerando que el plan de infraestructuras propuesto se ha llevado a cabo, 4 grupos en el invierno 2002-2003 tendrían restricciones en punta con un máximo de seis días, consecutivos o alternos, durante el periodo invernal.

En el caso de que se aplicaran las restricciones en punta, se considera que los ciclos que dispongan de gas-oil como combustible alternativo, podrán funcionar durante esos días aunque se les aplique la restricción de la red de transporte de gas. En la **figura 7.3.3** se muestran, de los ciclos considerados anteriormente, aquéllos que podrán funcionar durante la punta invernal de cada año:

Figura 7.3.2. Posibles restricciones de la senda probable de ciclos con contrato de acceso y/o autorización administrativa debidas al funcionamiento del sistema gasista en los días de punta invernal para cada año

NÚMERO DE GRUPOS. DÍA PUNTA INVERNAL	2001	2002	2003	2004	2005
Número de grupos (CCGT) sin restricciones de red		3	11	26	32
Número de grupos (CCGT) con restricciones de red en punta		4	0	0	0
TOTAL		7	11	26	32

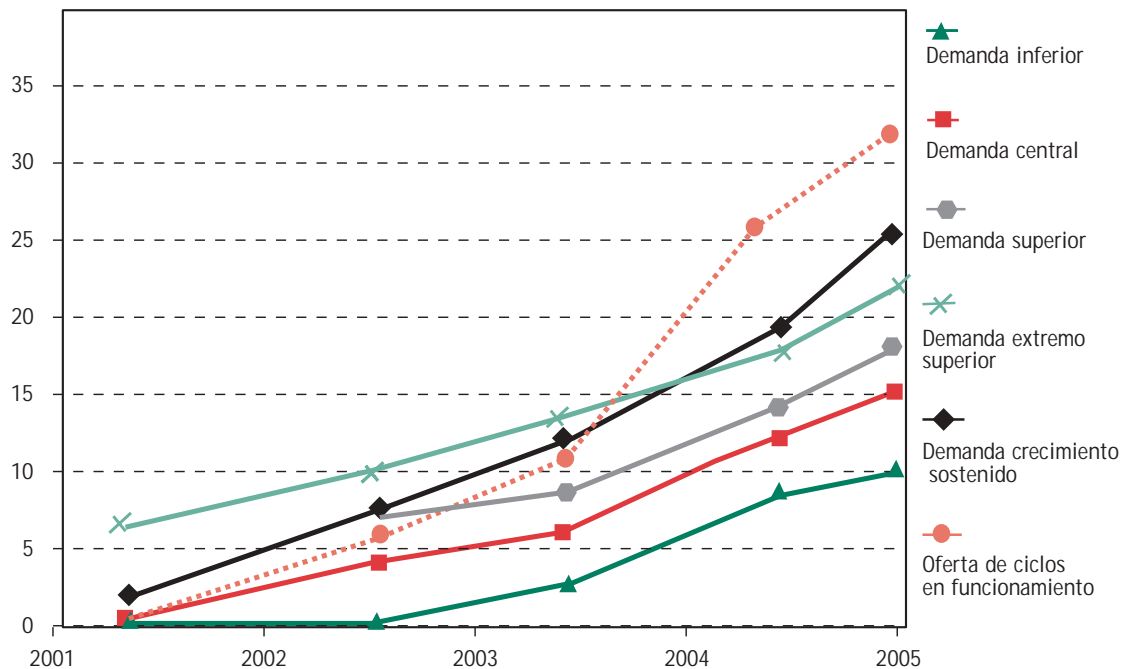
Figura 7.3.3 Número de grupos de centrales de ciclo combinado a gas, sin restricciones y con restricciones en punta y gas-oil como combustible alternativo para la senda probable de ciclos (con contrato de acceso y/o autorización administrativa) debidas al funcionamiento del sistema gasista en los días de punta invernal en cada año

NÚMERO DE GRUPOS. DÍA PUNTA INVERNAL	2001	2002	2003	2004	2005
Nº de grupos (CCGT) sin restricciones de red		3	11	26	32
Nº de grupos (CCGT) con restricciones de red en punta y gas-oil		3		0	
TOTAL grupos en funcionamiento		6	11	26	32

La punta invernal para el sistema gasista y eléctrico puede darse en las mismas fechas dado que ambos están muy condicionados por la temperatura. Es por ello que se compara estos ciclos realmente disponibles en situación punta de invierno de demanda de gas (bien por no tener restricciones de red o por tenerlas y poder abastecerse con un combustible alternativo como el gas-oil) con las sendas de ciclos combinados que son necesarios desde el punto de vista de cobertura de la punta de demanda eléctrica de invierno según el capítulo 6.2.

- En los periodos invernales del 2001-2002, 2002-2003 y 2003-2004 para el escenario de crecimiento sostenido
- En los periodos invernales del 2001-2002, 2002-2003 y 2003-2004 para el escenario extremo superior donde las necesidades de nuevo equipamiento podrían llegar a casi 7 grupos de 400 kW en el invierno del año 2001-2002 para poder garantizar un índice de cobertura del 1,1.

Figura 7.3.4 Comparación del número de grupos necesarios para cobertura de la punta de demanda de invierno para los escenarios de demanda eléctrica inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido, con la senda fiable de los ciclos (con contrato ATR y/o han obtenido la autorización administrativa) y pueden entrar en funcionamiento sin restricciones de red o bien con restricciones y un combustible alternativo



De esta figura se deduce que para los escenarios de crecimiento de demanda inferior y central se garantiza la suficiencia de capacidad en el sistema en la punta de demanda de invierno. Esta suficiencia del sistema desaparecería en los siguientes casos:

- En el invierno 2002-2003 y en el invierno 2003-2004 para el escenario superior de demanda

En la **figura 7.3.5** 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.

En el análisis anterior, se han considerado las restricciones posibles en un día de punta normal para cada invierno que equivale al día más frío de cada cinco años en gas. En el caso de que fuera un día de punta extremo, es decir, el día

Figura 7.3.5 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	1,177	1,203	1,302	1,323
Escenario central	1,111	1,130	1,155	1,249	1,269
Escenario superior	1,088	1,098	1,122	1,214	1,234
Escenario extremo superior	1,035	1,070	1,087	1,181	1,193
Escenario crecimiento sostenido	1,088	1,098	1,098	1,163	1,160

más frío de cada diez años, los valores resultantes de los análisis para el año 2002 dan como resultado, 2 grupos sin restricciones y 5 grupos con restricciones en día excepcionalmente frío. De esos ciclos con posibles restricciones, 4 grupos dispondrían de gas-oil como combustible alternativo y por tanto, podrían funcionar en el día de punta extremo. Por tanto, quedarían 6 grupos operativos en total, resultado que es equivalente al día de punta normal ya analizado anteriormente.

Para el caso de la punta de verano, varía la situación en el sistema gasista y el eléctrico. Así, mientras en el sistema eléctrico tiene sentido hablar de punta de verano, por su creciente importancia respecto a la de invierno debido al aumento de los equipos de aire acondicionado, en el sistema gasista el consumo baja al mínimo en verano no ocasionándose restricciones durante este periodo.

Por tanto, el escenario de cobertura de la demanda eléctrica en la punta de verano será análogo al del reflejado en el apartado 6.3 que no tenía en cuenta las restricciones de red y, en el que para los escenarios de crecimiento de demanda inferior y central se garantizaba la suficiencia de capacidad del sistema. La suficiencia de potencia del sistema desaparecía solamente en el año 2002 para el escenario superior de demanda, en el año 2002 y 2004 para el escenario de crecimiento sostenido y en los años 2002 y 2003 para el escenario extremo superior donde las necesidades de nuevo equipamiento podrían llegar a casi 4 grupos de 400 MW en el verano del año 2002 para poder garantizar un índice de cobertura del 1,1.

Si se produjesen variaciones sobre la senda de incorporación de ciclos, como por ejemplo, se produjesen retrasos de puesta en marcha de los ciclos sobre la fecha señalada como probable por los promotores, podría llegarse a un índice de cobertura inferior a 1,1 en más años de los escenarios considerados.

Todos los análisis descritos en este apartado, consideran que el plan de infraestructuras propuesto en el capítulo 7.3 se ejecuta en plazo y forma. En caso de que se produjeran dilaciones en la construcción de las infraestructuras propuestas, las restricciones de red originadas podrían ser más importantes con la consiguiente implicación para la cobertura del suministro eléctrico.

ANÁLISIS DERIVADO DE LOS CONTRATOS DE ACCESO A LA RED DE GAS FIRMADOS

Con independencia del análisis anterior que tiene en cuenta las infraestructuras propuestas en el capítulo 7.1, ENAGAS como gestor técnico del sistema ha firmado varios contratos singulares de ATR con comercializadores o promotores de ciclos combinados. En ellos se condiciona el suministro de estos ciclos combinados a la construcción de determinadas infraestructuras. Además se fijan una serie de restricciones que se pueden aplicar a cada ciclo para cada año sin penalización.

En el siguiente análisis se tendrá en cuenta estos ciclos combinados que tienen contrato de acceso firmado y las restricciones fijadas por dichos contratos. Esta senda de

ciclos que considera solamente los ciclos que tienen firmado contrato de acceso a la infraestructura gasista, es muy restrictiva porque habrá ciclos que actualmente no tengan firmado contrato pero estén en fase de negociación para hacerlo en breve.

Así, en la **figura 7.3.6**, se muestra la senda de ciclos que tienen firmado contrato de acceso y sus restricciones asociadas aplicables en invierno, ya que en verano no habría ninguna restricción firmada y los ciclos podrían estar operativos por la menor saturación en la infraestructura de gas. Se han tomado los ciclos que estarían en operación comercial a 31 de diciembre de cada año.

En la figura se evalúan las restricciones que se aplican a cada ciclo en la temporada invernal distinguiendo aquellos ciclos que pueden tener restricciones en punta y aquellos que pueden tener restricciones en el periodo invernal. Así, en las restricciones en punta, ENAGAS puede interrumpir el suministro un máximo de 6 días consecutivos o alternos entre el 1 de octubre y el 31 de marzo, si la demanda de gas convencional supera 705 Mte/día en el invierno 2002-2003, 800 Mte/día en el invierno 2003-2004 y 870 Mte/día en el invierno 2004-2005. A partir de esta fecha

no hay restricciones. En los ciclos con restricciones invernales, no se les asegura garantía de suministro durante algunos meses del invierno.

Por ello de cara a garantizar la cobertura del suministro eléctrico en la punta de invierno, se han considerado los ciclos sin restricciones y aquellos que tienen restricciones en punta pero disponen de gas-oil como combustible alternativo, tal y como muestra la **figura 7.3.7**.

La senda de ciclos anterior se ha comparado con los escenarios de ciclos necesarios para la cobertura de la demanda en invierno: escenario inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido y el resultado se muestra en la figura siguiente:

De la **figura 7.3.8** se deduce que para los escenarios de crecimiento de demanda inferior y central se garantiza la suficiencia de capacidad en el sistema en la punta de demanda de invierno. Esta suficiencia de capacidad de potencia del sistema es menor de la necesaria, conforme a los criterios de seguridad adoptados, en los siguientes casos:

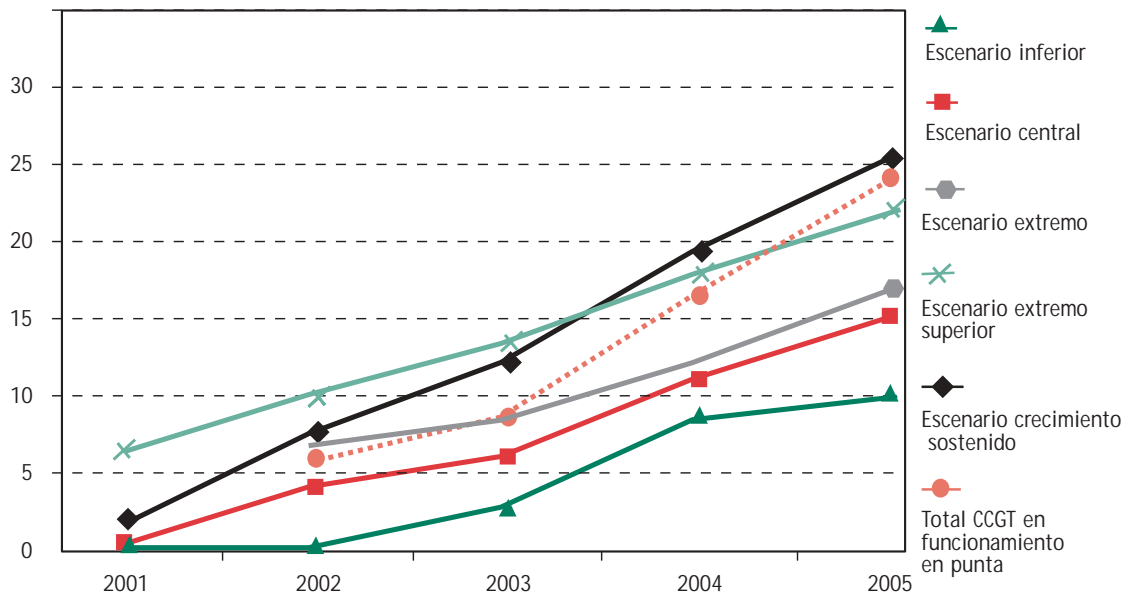
Figura 7.3.6 Posibles restricciones de los ciclos combinados con contrato de acceso a la red gasista

RESTRICCIONES POR CONTRATO	2001	2002	2003	2004	2005
Grupos con contrato sin restricciones		2	4	11	25
Grupos con contrato con restricciones en punta		4	5	10	
Grupos con contrato con restricciones invernales		1	2		
TOTAL grupos con contrato		7	11	21	25

Figura 7.3.7 Ciclos sin restricciones y con restricciones en punta y gas-oil como combustible alternativo para la senda probable de ciclos con contrato de acceso debidas a las restricciones firmadas en el contrato de acceso para invierno de cada año

RESTRICCIONES POR CONTRATO	2001	2002	2003	2004	2005
Grupos con contrato sin restricciones		2	4	11	25
Grupos con contrato con restricciones en punta y gas-oil		4	4	6	
TOTAL CCGT en funcionamiento		6	8	17	25

Figura 7.3.8 Comparación del número de ciclos necesarios para cobertura de la punta de demanda de invierno para los escenarios de demanda eléctrica inferior, central, superior, extremo superior y de crecimiento sostenido con la senda de los ciclos con contrato ATR y que según el contrato podrían entrar en funcionamiento sin restricciones de red, o bien con restricciones y un combustible alternativo



- En los periodos invernales del 2001-2002, 2002-2003 y 2003-2004 para el escenario superior de demanda
- En los periodos invernales 2001-2002, 2002-2003, 2003-2004 y 2004-2005 para el escenario extremo superior
- En todos los periodos invernales para el escenario de crecimiento sostenido.

En la **figura 7.3.9** 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.

7.3.3. Otros análisis de posibles restricciones

Aparte de las restricciones descritas anteriormente en los análisis de red, se pueden dar otro tipo de restricciones que condicionen el funcionamiento

Figura 7.3.9 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	1,177	1,172	1,211	1,254
Escenario central	1,111	1,130	1,125	1,161	1,203
Escenario superior	1,088	1,098	1,093	1,129	1,169
Escenario extremo superior	1,035	1,070	1,059	1,098	1,131
Escenario crecimiento sostenido	1,088	1,098	1,069	1,082	1,099

de los ciclos combinados. Estas restricciones pueden ser de suministro de gas, ya que dependiendo de la flexibilidad del contrato de abastecimiento de gas de los ciclos su suministro puede ser firme o interrumpible. Esta interrumpibilidad podría subsanarse con las existencias mínimas de seguridad almacenadas o, en su caso, con un combustible alternativo del cual poder abastecerse en caso de

corte de gas por parte de su suministrador como se describe en el capítulo 10.4.

Otro tipo de restricciones que pueden afectar a los ciclos combinados son las debidas al agua de refrigeración en el caso que se tome de un río con problemas de caudal. Sólo hay un ciclo con este tipo de restricción y se está construyendo una balsa para solventarlo.