



Comisión

Nacional

de Energía

INFORME SOBRE EL EXPEDIENTE INFORMATIVO ACERCA DE LOS CORTES DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN MARZO DE 2005

25 de mayo de 2006

ANTECEDENTES	1
FUNDAMENTOS DE DERECHO	10
PRIMERO.- SOBRE LA COMPETENCIA DE LA CNE	10
SEGUNDO.- NORMATIVA APLICABLE	11
TERCERO.- DESCRIPCIÓN DE LOS HECHOS	18
1 INFORME DEL GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA SOBRE LOS CORTES DE MARZO DE 2005	18
2 LA DEMANDA INTERRUMPIDA	21
CUARTO.- ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA Y DEL COMPORTAMIENTO DE LOS AGENTES	27
1 OPERACIÓN DEL SISTEMA	27
1.1 PREDICCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL.....	27
1.2 COMPARACIÓN DE LA DEMANDA PREVISTA CON LA DEMANDA REAL.....	30
1.3 CRITERIOS DE ACTUACIÓN DE ENAGAS PARA EL INVIERNO 2004-2005	33
1.4 CAPACIDAD DEL SISTEMA GASISTA.....	37
1.5 ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL.....	38
1.5.1 Entradas por conexiones internacionales.....	39
1.5.2 Descargas de buques de GNL.....	43
1.5.3 Existencias de GNL en las plantas de regasificación.....	48
2 COMPORTAMIENTO DE LOS AGENTES DE SISTEMA	52
2.1 LOS AGENTES DEL SISTEMA: CUOTA DE MERCADO.....	52
2.2 OBLIGACIONES DE SUMINISTRO. EXISTENCIAS Y BALANCES EN MARZO DE 2005.....	54
2.3 MOVIMIENTOS DE GAS DE LOS AGENTES DEL SISTEMA EN MARZO DE 2005.	56
2.3.1 Transportistas	56
2.3.2 Comercializadores	59
2.3.3 Desbalances de gas.....	71
2.4 INCIDENTE EN LA PLANTA DE BARCELONA.	78
QUINTO.- CONCLUSIONES	83
SEXTO.- RECOMENDACIONES	88
PROGRAMACIONES, MOVIMIENTOS REALES Y EXISTENCIAS DE GAS POR AGENTE	¡ERROR!
MARCADOR NO DEFINIDO.	

INFORME SOBRE EL EXPEDIENTE INFORMATIVO ACERCA DE LOS CORTES DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN MARZO DE 2005

Este informe tiene por objeto analizar y poner de manifiesto las causas de los problemas de suministro de gas natural acontecidos en el mes de marzo de 2005, que dieron lugar a cortes a clientes industriales interrumpibles y a algunas centrales de ciclo combinado a gas natural, así como a restricciones en los consumos de otras centrales de producción eléctrica abastecidas por diversas compañías comercializadoras, y determinar los sujetos a cuya actuación sean imputables las deficiencias en el suministro a los usuarios proponiendo las medidas que hubiera que adoptar.

En este expediente se analizarán los cortes de suministro ordenados por el Gestor Técnico del Sistema entre los días 9 a 19 de marzo, así como la bajada de presión y cortes que tuvieron lugar en la red de Cataluña el día 10 de marzo.

ANTECEDENTES

i) Criterios de Operación para el invierno 2004 -2005

1. El 18 de octubre de 2004 tiene entrada en la Dirección de Gas un fax de ENAGAS, en el que a efectos informativos, se adjunta una carta, de fecha 14 de octubre de 2004, remitida a los agentes que incorporan gas al sistema gasista, en la que les comunican la extensión a dos meses del carácter vinculante de las programaciones de descargas de GNL, quedando con carácter informativo el dato correspondiente al tercer mes. En el caso de buques menores de 70.000 m³, procedentes de Argelia y/o Libia se solicita la cantidad de GNL y el número de buques, sin ser necesario precisar la fecha exacta de descarga.

Según lo manifestado por ENAGAS esta medida tiene por objeto el aseguramiento del suministro de gas natural al mercado español, ante la proximidad del periodo invernal,

para poder anticipar las situaciones que pudieran afectar a los balances de gas del sistema.

2. Con fecha 28 de octubre de 2004 el Consejo de la CNE aprobó el envío de un requerimiento a ENAGAS en el que se solicitaban explicaciones sobre las medidas adoptadas y su justificación.

En el escrito de la CNE, de fecha 29 de octubre de 2004, se solicitaba además una evaluación de la repercusión de la medida impuesta en la seguridad del sistema y en el mercado de gas, así como las posibles repercusiones que a juicio de ENAGAS se derivarían del incumplimiento de las programaciones vinculantes.

3. El 15 de noviembre de 2004 tuvo entrada en la CNE, escrito de ENAGAS de contestación al requerimiento de información de la CNE de 28 de octubre de 2004 en relación a las programaciones de descargas de GNL.

ENAGAS, en su escrito, manifiesta que el incumplimiento de las programaciones vinculantes puede dar lugar a situaciones de desequilibrio que, eventualmente, podrían derivar en desabastecimiento del sistema, especialmente en los períodos invernales dado que, por razones de mercado, resulta más difícil conseguir aprovisionamientos alternativos.

4. Con fecha 27 de octubre de 2004, ENAGAS entrega a la CNE copia de una segunda carta enviada a los transportistas y comercializadores en la que les comunican una serie adicional de criterios de actuación que deberán seguirse durante los próximos meses, hasta el mes de abril de 2005.

En resumen, estas medidas son:

- a) Fijación de un criterio para el reparto de diferencias diarias entre la demanda real y la nominada.
- b) Limitaciones en la extracción del gas de los almacenamientos subterráneos.

- c) Limitaciones en la disponibilidad del gas que forma parte del almacenamiento operativo.
- d) Posibilidad de suspensión de consumos interrumpibles. Se informa sobre la posibilidad de interrumpir el suministro de tales consumos de acuerdo con lo indicado en el artículo 16 del Real Decreto 1716/2004, respetando el preaviso de 24 horas que contempla el citado precepto.
- e) Se recomienda que los sujetos que realizan el aprovisionamiento del sistema realicen un seguimiento de sus programas de aprovisionamiento, de manera que se eviten situaciones de desbalance o desabastecimiento.
- f) Limitaciones a las descargas de buques a partir del 28 de febrero de 2005, en caso de que las existencias de GNL en tanques del comercializador solicitante superen los 5 días correspondientes al almacenamiento operativo el tiempo en que la descarga vaya a producirse.

Por último, la carta de ENAGAS enviada a los transportistas y comercializadores convocaba a dichos agentes a una reunión en sus oficinas para una exposición en detalle de los nuevos criterios de actuación.

5. Con fecha 4 de noviembre ENAGAS realizó, ante comercializadoras y transportistas con puntos de entrada al sistema gasista, una presentación explicando los criterios de actuación para el invierno 2004/2005 comunicados por carta previamente. En dicha reunión ENAGAS hace entrega a estos agentes de una presentación denominada "Gestión Técnica del Sistema Gasista. Criterios de Actuación invierno 2004-2005", fechada el 4 de noviembre de 2004.

En esta presentación se expone en mayor grado de detalle las medidas anunciadas en la carta de 27 de octubre de 2004.

6. Con fecha 25 de noviembre de 2004, el Consejo de la CNE acordó remitir a ENAGAS un escrito en el que se le requiere la justificación de las medidas propuestas, así como más aclaraciones en cuanto al contenido concreto de las mismas, los procedimientos de desarrollo y el período de vigencia de cada una de las medidas propuestas.

7. El 1 de diciembre de 2004, en el marco de la reunión de seguimiento del sistema gasista de ENAGAS con el Consejo de la CNE, ENAGAS entregó a esta Comisión copia de la presentación denominada “Gestión Técnica del Sistema Gasista. Criterios de Actuación invierno 2004-2005”, fechada el 4 de noviembre de 2004, y que se resume en el punto 4 de este informe.

ii) Cortes de suministro de diciembre de 2004

8. Con fecha 2 de diciembre de 2004 ENAGAS, como Gestor Técnico del Sistema, envió a la CNE un escrito en el que se informaba de la existencia de un déficit de aprovisionamiento motivado por un importante e inesperado crecimiento de la demanda del mercado a tarifa y porque algunos de los programas anunciados por las compañías comercializadoras eran insuficientes o no habían tenido en cuenta los criterios señalados por ENAGAS en su carta de 26 de octubre de 2004. En dicho escrito informaba, asimismo, de que en caso de que no se resolviera la situación anterior, el GTS ordenaría el corte de consumos interrumpibles en la cuantía precisa para paliar la escasez de gas del sistema español.
9. Con fecha 10 de diciembre de 2004, examinado el escrito de 2 de diciembre remitido por ENAGAS y analizada la situación del sistema gasista, la CNE envía a ENAGAS un escrito en el que, en el ejercicio de su función de supervisión general del sistema gasista, solicita del GTS información relativa, principalmente, a existencias de gas, programaciones mensuales y desbalances por cada comercializador y transportista.
10. El 13 de diciembre de 2004, se recibe en la CNE escrito de ENAGAS informando de que el mercado gasista se encuentra afectado por una situación transitoria de escasez de gas causada fundamentalmente por un incremento de la demanda por circunstancias imprevisibles y excepcionales y por una menor oferta de gas debida, entre otras razones, al repentino fallo en una de las instalaciones situadas en territorio argelino que impulsan el gas hacia España y que está provocando una menor entrada de gas de la prevista.

En dicho escrito, ENAGAS señala que, como GTS, entiende que el desbalance existente entre la oferta y la demanda hace necesario ordenar la interrupción de los consumos de gas que tengan carácter de interrumpible, e informa de que la interrupción de suministros debe comenzar a las 00.00 horas del día 13 de diciembre, estando previsto que se mantenga esa situación hasta las 24.00 horas del día 18 de diciembre, inclusive.

Junto a dicho escrito envía copia de las cartas remitidas a las centrales térmicas convencionales y a las compañías distribuidoras y transportistas, así como a las comercializadoras afectadas, impartiendo instrucciones para que procedan al corte e informen del mismo a los clientes respectivos.

11. Con fecha 13 de diciembre de 2004, ENAGAS emite un comunicado de prensa informando de que ha procedido a realizar cortes selectivos y puntuales en el suministro de gas natural a clientes con contratos interrumpibles, y de que garantiza el suministro de gas natural a todos los clientes del mercado a tarifa (doméstico y pequeño industrial), así como a los agentes gasistas con contratos de suministro de gas firmes (no interrumpibles).
12. El mismo día 13 de diciembre, ENAGAS emite un segundo comunicado informando del inicio de cortes selectivos y puntuales a clientes industriales y a centrales de ciclo combinado con contratos de interrumpibilidad, y de las restricciones que se están aplicando, indicando las centrales afectadas.
13. Con fecha 14 de diciembre de 2004, ENAGAS emite un nuevo comunicado informando de que se mantienen los cortes selectivos de suministro de gas natural a centrales de ciclo combinado y a clientes industriales con contratos interrumpibles, de acuerdo con la información enviada el 13 de diciembre.
14. El 14 de diciembre de 2004 tiene entrada en la CNE escrito de contestación de ENAGAS al requerimiento de la CNE de 25 de noviembre de 2004, en el que se

adjunta información adicional relativa a los criterios de actuación para garantizar la cobertura invernal comunicados por ENAGAS a los transportistas y comercializadores.

15. Con fecha 17 de diciembre de 2004, tiene entrada en la Comisión Nacional de Energía escrito de ENAGAS anunciando el levantamiento parcial, a partir del día 19 de diciembre, de la interrupción de suministros ordenada el 10 de diciembre. Se levanta el corte de suministro de gas al mercado interrumpible industrial y a los ciclos combinados en explotación comercial que se habían visto afectados por las medidas de interrupción; se prorroga, hasta las 24:00 horas del día 23 de diciembre, el corte de suministro a los ciclos combinados en fase de pruebas y a las centrales térmicas convencionales, permitiendo excepcionalmente consumo de gas adicional para apoyo a las centrales térmicas de San Adrián y Algeciras II.
16. En la misma fecha 17 de diciembre de 2004, ENAGAS hace público lo anterior mediante un comunicado.
17. Con fecha 23 de diciembre de 2004, ENAGAS emite un comunicado informando de que a partir de las 00:00 horas del 24 de diciembre, quedan sin efecto las interrupciones de suministro de gas natural que afectaban a las centrales térmicas convencionales y a los ciclos combinados en periodo de pruebas, levantándose totalmente las restricciones de gas natural que comenzaron el 13 de diciembre, adoptadas para garantizar la seguridad del suministro de gas al sistema español.
18. Con fecha 14 de enero de 2005 tiene entrada en la Comisión Nacional de Energía un informe elaborado por ENAGAS en cumplimiento de las funciones de Gestor Técnico del Sistema, detallando las causas que dieron lugar a la decisión de interrupción de suministros acordada con fecha 10 de diciembre de 2004.
19. Con fecha 13 de octubre de 2005 el Consejo de la CNE aprobó el “Informe sobre el expediente informativo acerca de los cortes de suministro de gas natural en diciembre de 2004.”

iii) Cortes de suministro de marzo de 2005

20. Con fecha 2 de marzo de 2005, ENAGAS, respondiendo a una llamada de la CNE, comunica telefónicamente que en todos los puertos están esperando a descargar buques, y que han pedido a REE la interrupción del suministro de gas natural a las centrales bicomcombustibles de gas, para que pasen a consumir fuel y que el sistema gasista está al límite, aunque si los buques descargan no habrá problemas.
21. Con fecha 4 de marzo de 2005, ENAGAS comunica al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y a la CNE que, debido a problemas de abastecimiento de GNL ha tomado la decisión de avisar a las centrales bicomcombustibles, previa comunicación a REE, de que debían interrumpir el consumo de gas natural y pasar de nuevo a consumir fuel-oil. ENAGAS atribuye los cortes al retraso de dos días de un metanero grande de Iberdrola, que pasaría del 8 al 10 de marzo, indicando además que la falta de GNL es generalizada en Europa, por las frías temperaturas.
22. Con fecha 7 de marzo de 2005, ENAGAS comunica telefónicamente que, además del corte de suministro a las centrales bicomcombustibles, a partir del 9 de marzo y con la conformidad de REE se va a proceder a la interrupción, durante cinco días, de los suministros de clientes interrumpibles a tarifa, de los tres grupos de CCGT en pruebas (Arcos, Palos y Arrúbal) y de dos grupos interrumpibles en ATR, uno en Arrúbal y uno en Santurce, que deberán pasar a gasoil.
23. El 9 de marzo de 2005, ENAGAS emite un comunicado informando de que, con el objeto de garantizar la continuidad de suministro de gas, desde las 00:01 del día 9 de marzo hasta las 24 horas del 13 de marzo, realizará cortes selectivos y puntuales en el suministro de gas natural a clientes industriales interrumpibles, centrales térmicas bicomcombustibles (a tarifa interrumpible), tres ciclos combinados en fase de pruebas y dos ciclos combinados en operación: Arrúbal, de Gas Natural y Santurce, de Iberdrola. Se indica que las 16 centrales de ciclo combinado restantes continúan operando con gas natural en condiciones de normalidad.

24. Con fecha 11 de marzo de 2005, ENAGAS informa a la CNE de un incidente ocurrido el día anterior, 10 de marzo, en la planta de regasificación de Barcelona, en la que en el proceso de descarga de un buque se descebaron las bombas de uno de los tanques por bajo nivel de líquido. A raíz de este problema se redujo la emisión de la planta que no pudo ser paliada desde propio almacenamiento de la red, por lo que se alcanzaron presiones de 17 ó 18 bares en la red de alta presión (de 72 bares). Ello provocó cortes de suministro a clientes industriales no interrumpibles, cortes que duraron entre 2 y 6 horas.

25. El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión celebrada el día 17 de marzo de 2005, acordó la iniciación de un expediente informativo en relación con las restricciones de suministro de gas natural acaecidas durante el mes de marzo de 2005.

26. El 28 de marzo de 2005 tiene entrada en la CNE escrito de la Generalitat de Cataluña, en el que se informa de una importante bajada de presión en la red de gasoductos de Cataluña, con inicio a las 18 horas del día 10 de marzo, con afectación a las comarcas de Barcelonès, Maresme, Vallès Occidental, Osona, La Selva, Gironès, Baix Empordà y la Garrotxa. La disminución de presión tubo su origen en la planta de Enagas, que comienza a incrementar la presión a las 23.30 horas, normalizándose la situación durante la madrugada del día 11 de marzo.

Dado que las interrupciones del suministro no son atribuibles a la distribución de gas, la Generalitat de Cataluña da traslado a la CNE del citado expediente, como órgano competente para delimitar las responsabilidades reglamentarias que se deriven de la interrupción de suministros citada.

27. Por medio de escrito de la CNE, de fecha 17 de mayo de 2005, se comunica, a todas las empresas transportistas y comercializadoras que aprovisionan de gas al sistema gasista o utilizan las entradas del mismo, la iniciación de un expediente informativo en relación con los cortes de suministro de gas acontecidos durante el mes de marzo de 2005.

En la misma carta, se solicita información relativa a programaciones y movimientos reales de gas con detalle diario para el mes de marzo de 2005 en el sistema gasita y, en particular, en la planta de Barcelona, con el objeto de tener información concreta de las restricciones de suministro a consumidores firmes en Cataluña.

28. Con fecha 17 de junio de 2005 tiene entrada en la CNE escrito de ENAGAS solicitando la ampliación del plazo concedido para enviar la información solicitada en la carta de la CNE de 17 de mayo de 2005.
29. A lo largo de los meses de mayo y junio de 2005, se ha ido recibiendo en la CNE la información solicitada a las empresas transportistas y comercializadoras que aprovisionan de gas al sistema gasista o utilizan las entradas del mismo, salvo la de IBERDROLA.
30. Con fecha 27 de julio de 2005 tiene entrada en la CNE escrito de IBERDROLA solicitando la ampliación del plazo concedido para enviar la información solicitada en la carta de la CNE de 17 de mayo de 2005.
31. Con fecha 28 de julio de 2005, a la vista del escrito de IBERDROLA, el órgano instructor realizó una diligencia para ampliar el plazo para la contestación hasta el 15 de septiembre de 2005, inclusive.
32. Con fecha 19 de septiembre de 2005, se recibe en la CNE la información de IBERDROLA referente a programaciones y movimientos reales de gas durante el mes de marzo de 2005.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

PRIMERO.- SOBRE LA COMPETENCIA DE LA CNE

El presente informe se realiza en el ejercicio de las funciones que competen a esta Comisión, según lo establecido en el apartado tercero.1 décima de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. De acuerdo con esta función, corresponde a la Comisión Nacional de Energía *“determinar los sujetos a cuya actuación sean imputables deficiencias en el suministro a los usuarios proponiendo las medidas que hubiera que adoptar.”*

El ámbito de aplicación de esta función se refiere al análisis de la existencia de posibles deficiencias en el suministro de gas natural y, en su caso, la determinación de los sujetos a los que son imputables dichas deficiencias, con el fin de garantizar un funcionamiento adecuado del sistema gasista y asegurar el correcto suministro a todos los consumidores de gas, proponiendo medidas a adoptar para evitar que se produzcan las deficiencias de suministro detectadas.

Este informe tiene por objeto analizar y poner de manifiesto las causas de los problemas de suministro de gas natural acontecidos en el mes de marzo de 2005, que dieron lugar a cortes a clientes industriales interrumpibles y a algunas centrales de ciclo combinado a gas natural, así como a restricciones en los consumos de otras centrales de producción eléctrica abastecidas por diversas compañías comercializadoras. Igualmente se pretende analizar el incidente ocurrido en la planta de Barcelona por bajo nivel de líquido en tanques, que ocasionó cortes de suministro a clientes industriales firmes.

SEGUNDO.- NORMATIVA APLICABLE

El artículo 68 de la Ley 34 /1998 del sector de hidrocarburos establece las obligaciones de los titulares de autorizaciones para la regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural. Entre tales obligaciones se encuentra la siguiente:

“b) Realizar las adquisiciones de gas natural necesarias para atender las peticiones de suministro de otros transportistas, así como de los distribuidores conectados a sus redes.”

De forma análoga, el artículo 81 establece las obligaciones de los comercializadores:

“d) Garantizar la seguridad del suministro de gas natural a sus clientes suscribiendo los contratos de regasificación de gas natural licuado de transporte y de almacenamiento que sean precisos.”

En relación con el suministro el artículo 83 de la Ley 34/1998 establece para los comercializadores la siguiente obligación:

“d) Adquirir el gas necesario para el desarrollo de sus actividades.”

Esta obligación se enumera igualmente entre las establecidas para los sujetos con derecho de acceso en el artículo 11 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural:

“e) Aportar al sistema gasista el gas necesario para garantizar el suministro a sus clientes o a su propio consumo.”

El artículo 6.3 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de

autorización de instalaciones de gas natural establece como obligación de los titulares de instalaciones de transporte de gas natural la de

“l) Garantizar la seguridad del suministro para el mercado a tarifas, suscribiendo los contratos de aprovisionamiento y asegurándose la capacidad necesaria para atender el mercado.”

Y para las empresas comercializadoras establece la obligación de

“c) Garantizar la seguridad del suministro de gas natural a sus clientes suscribiendo los contratos de aprovisionamiento y de acceso a las instalaciones del sistema gasista que sean precisos.”

Por otra parte, el artículo 98 de la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos establece una obligación de mantenimiento de existencias mínimas para los sujetos que intervienen en el sector gas natural, con el objeto de garantizar la seguridad de suministro:

- “1. Los transportistas que incorporen gas al sistema estarán obligados a mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a treinta y cinco días de sus ventas firmes a distribuidores para el suministro a clientes en régimen de tarifas. Los comercializadores de gas natural deberán mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a treinta y cinco días de sus ventas firmes. Los consumidores cualificados que hagan uso del derecho de acceso y no se suministren de un comercializador autorizado, deberán mantener unas existencias mínimas de seguridad correspondientes a treinta y cinco días de sus consumos firmes.*
- 2. Esta obligación podrá cumplirse por el sujeto obligado con gas de su propiedad o arrendando y contratando, en su caso, los correspondientes servicios de almacenamiento. El Ministerio de Industria y Energía podrá, en función de las disponibilidades del sistema, incrementar el número de días de almacenamiento estratégico hasta un máximo equivalente a sesenta días de ventas en firme.”*

En el artículo 58 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, se introduce la figura del Gestor Técnico del sistema, como uno de los sujetos que actúan en el sistema de gas natural:

“b) El Gestor Técnico del Sistema, que será aquel transportista que sea titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de gas natural, tendrá la responsabilidad de la gestión técnica de la Red Básica y de las redes de transporte secundario, definida de acuerdo con el artículo 59”

En el artículo 64 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, se define con más detalle al Gestor Técnico del Sistema, el cual *“como responsable de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario, tendrá por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución”*.

Asimismo se citan varias de sus funciones, entre las que se encuentran las siguientes, directamente relacionadas con el motivo de este informe:

“a) Determinar y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de gas natural del sistema a corto y medio plazo.”

“b) Prever a corto y medio plazo la utilización de instalaciones del sistema, así como de las reservas de gas natural, de acuerdo con la previsión de la demanda.”

“j) Proponer al Ministerio de Economía los planes de emergencia que considere necesarios, detallando las existencias disponibles, su ubicación y periodo de reposición de las mismas, así como sus revisiones anuales. Dichos planes y sus revisiones anuales serán objeto de aprobación o modificación por la Dirección General de Política Energética y Minas.”

La disposición adicional vigésima de la Ley citada anteriormente enuncia que *“ENAGAS, Sociedad Anónima, tendrá la consideración de Gestor Técnico del Sistema Gasista.”*

De igual forma, en el artículo 12 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural, se citan los derechos y obligaciones del Gestor Técnico del Sistema en relación con el acceso de terceros a la red. Entre las obligaciones se encuentran las siguientes, también directamente relacionadas con el motivo de esta Resolución:

- “e) Ejecutar los mecanismos y procedimientos de actuación para prever y en su caso dar cobertura a situaciones transitorias de desbalance entre los programas de aprovisionamiento y el régimen de operación previsto en función de la demanda, de acuerdo con lo que se establezca en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.”*
- “j) Garantizar la exactitud de los repartos y balances encomendados, así como velar por la fiabilidad del sistema gasista.”*

Dicho Real Decreto, en su artículo 13 encomienda al Gestor Técnico del Sistema la tarea de elaborar una propuesta de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, que elevará posteriormente al Ministro de Economía para su aprobación o modificación. Además de los aspectos indicados en la Ley de Hidrocarburos, dichas Normas deberán regular, entre otros, los siguientes aspectos:

- “b) Balances: se efectuarán balances tanto físicos para cada una de las instalaciones, como comerciales, para cada usuario que acceda a las instalaciones de terceros teniendo estos últimos como mínimo alcance diario. [...]”*
- c) Desbalances del sistema: se establecerán los procedimientos de actuación en caso de detectarse desviaciones en los aprovisionamientos o en la demanda que pudieran provocar desbalances del sistema por exceso o defecto de gas natural, activando las medidas necesarias para evitar la interrupción de los suministros así como minimizar los efectos de tales medidas sobre los restantes sujetos que operan en el sistema. Asimismo se establecerán los procedimientos para determinar las repercusiones económicas que dichas medidas puedan llevar asociadas.”*

De acuerdo con el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en el que se hace referencia a las situaciones de emergencia, “[...] *ante una situación de escasez de suministro o en aquéllas en que pueda estar amenazada la seguridad de personas, aparatos o instalaciones o la integridad de la red, se podrá adoptar alguna de las siguientes medidas:*

1. *Limitar o modificar temporalmente el mercado del gas.*
2. *Establecer obligaciones especiales en materia de existencias mínimas de seguridad de gas natural.*
3. *Suspender o modificar temporalmente los derechos de acceso.*
4. *Modificar las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores.*
5. *Someter a autorización administrativa las ventas de gas natural para su consumo en el exterior.*
6. *Cualesquiera otras medidas que puedan ser recomendadas por los Organismos internacionales de los que España sea parte, o que se determinen en aplicación de aquellos convenios en que se participe.”*

En marzo de 2005 no se disponía aún de la versión definitiva de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, que fue aprobada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, mediante a través de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista.

De acuerdo con el capítulo 13 de la versión de febrero de 2004 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, de aplicación en marzo de 2005, sobre los Planes de Alerta, Restricción y Emergencia en el Sector del Gas Natural, en el mismo se tienen en consideración las medidas citadas en el apartado anterior, “*Se actuará bajo los principios de intervención mínima y de proporcionalidad, de modo que las medidas adoptadas sean aquellas que, dirigidas a solucionar las situaciones creadas, produzcan las menores distorsiones en el mercado gasista español y en los sujetos que intervienen en él, procurando siempre la máxima protección de los consumidores y usuarios.”*

Además, *“Las medidas que se adopten en situaciones de emergencia, incluida la utilización de reservas ajenas y el uso de instalaciones de transporte y distribución, deberán respetar el equilibrio económico y financiero de los sujetos afectados por las mismas, a cuyo efecto habrán de preverse las correspondientes retribuciones de las actividades impuestas o limitadas, garantizando un reparto equilibrado del coste de tales medidas. “*

Asimismo, en el capítulo 11 de dichas Normas, se regulan los aspectos relativos a la operación del sistema. El apartado 11.3 se refiere concretamente a la operación ante desbalances individuales y del Sistema, por defecto de gas natural o por incurrir en determinadas contingencias imprevistas. Se proponen ciertas medidas operativas, que en principio no prejuzgan la existencia o no de responsabilidades de cualquiera de los agentes. Entre las situaciones de desbalance del sistema se destacan las siguientes:

- *“Falta de existencias de gas natural en los tanques de GNL de las plantas de regasificación debido a cierre de puertos de carga y/o descarga de GNL, accidentes en las instalaciones, o incumplimiento de programas de descarga por cualquier causa.*
- *Incumplimiento de las Comercializadoras, Consumidores Cualificados que se autoabastecen o Transportistas, del programa mensual vinculante de aprovisionamiento mediante descargas de GNL.*
- *En general, cualquier situación provocada por un incremento imprevisible de la demanda del mercado a tarifa, o por el incremento de consumos no previstos como firmes y que, por razones de interés general, se conviertan en necesariamente atendibles.”*

Tras la evaluación previa de la situación de desbalance, *“se realizará un plan de operación excepcional que incluirá las medidas a adoptar y su plan de comunicación. Si la urgencia de la situación lo requiriese, dichas medidas podrían adoptarse sin la realización previa del plan de operación”.*

“Las medidas que conciernen a la operación del Sistema deberán ser comunicadas a los afectados con la mayor antelación posible. Con esta finalidad el Gestor Técnico del Sistema informará a los sujetos afectados por la aplicación de estas instrucciones, así

como al Ministerio de Economía, a la CNE y a las Administraciones Públicas competentes, de la existencia del escenario de operación que se prevea como probable y de la adopción de las medidas excepcionales contempladas en el plan de operación.”

“En caso de no ser posible resolver el problema con las medidas anteriores, podrá acudir a la restricción de suministros interrumpibles de gas natural [...]”

“Para ello, el Gestor Técnico del Sistema Gasista se dirigirá al Gestor Técnico del Sistema Eléctrico, según dispongan los procedimientos de coordinación existentes entre ambos operadores, para determinar las restricciones de los suministros para generación de electricidad.”

“En el caso de que a pesar de haber tomado todas las medidas anteriores, no se lograse corregir la situación y persistiese el desbalance en el Sistema, el Gestor Técnico del Sistema solicitará, de acuerdo con la normativa de situaciones de emergencia y con lo establecido en el capítulo 13 de las presentes normas, la declaración de emergencia, a efectos de la utilización y movilización de las existencias de seguridad del afectado o de otros usuarios, o la adopción de otras medidas puntuales de carácter urgente. Previamente, si fuera necesario para garantizar la seguridad del Sistema, podrá proceder a ordenar la interrupción de cantidades correspondientes a consumos firmes.

Una vez finalizada la situación de desbalance, el Gestor Técnico del Sistema efectuará un informe completo de lo sucedido, incluyendo su criterio sobre las causas que hayan motivado dicha situación, y las medidas adoptadas y los agentes afectados por dichas medidas. También incluirá una referencia a las consecuencias económicas que, en opinión del Gestor, deberían ser asumidas por el Sistema Gasista por no ser imputables en particular a ninguno de los agentes. El citado informe será remitido al Ministerio de Economía y a la CNE, para la tramitación de los expedientes de liquidación que correspondan”.

TERCERO.- DESCRIPCIÓN DE LOS HECHOS

1 INFORME DEL GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA SOBRE LOS CORTES DE MARZO DE 2005

ENAGAS, como Gestor Técnico del Sistema ha emitido un informe sobre la situación del sistema gasista español en el mes de marzo de 2005, y las causas que dieron lugar a ordenar la suspensión de suministros interrumpibles. En dicho informe, ENAGAS trata de explicar las causas de dicha situación, la decisión adoptada por ENAGAS y sus consecuencias operativas.

En este apartado se resume el informe que del Gestor Técnico del Sistema, con registro de entrada en la CNE de fecha 27 de junio de 2005, sin realizar ninguna valoración sobre lo expuesto por ENAGAS en el mismo.

De acuerdo con la información aportada por el Gestor Técnico del Sistema, las sucesivas olas de frío durante los meses de enero y febrero, algunas de ellas muy prolongadas, y las dificultades por parte de las comercializadoras para cumplir sus programas, dieron lugar a que durante todo el invierno se fueran empleando al máximo todas las posibilidades existentes en el sistema gasista, de modo que, a principios de marzo, las flexibilidades de que disponía el sistema para hacer frente a cualquier acontecimiento fuera de lo normal, eran mínimas.

El primer programa operativo cerrado para el mes de marzo, fechado el 23 de febrero, contemplaba una previsión de demanda de 32.871 GWh. A juicio de ENAGAS, el programa era viable pero extremadamente ajustado, e incluía una serie de buques cuya adquisición y entrada al sistema no habían sido confirmadas, y un buque solicitado por ENAGAS a Gas Natural Aprovechamientos sin haber obtenido respuesta.

El 25 de febrero se elaboró un nuevo programa que recogía un aumento de la previsión de demanda hasta 33.085 GWh, el retraso de un buque y la retirada de los barcos no confirmados del programa del día 23 de febrero, que seguían sin confirmarse. Con estas condiciones el programa del 25 de febrero no era viable, entre otras razones, por el

bajísimo nivel de existencias en la planta de Barcelona.

El último programa del mes, del 28 de febrero, contemplaba un aumento en la previsión de demanda hasta 33.316 GWh y una serie de cambios en la programación de buques, lo que dio como resultado concluir que *“el programa del día 28 era muy ajustado, pero viable”*. Este programa presentaba dos situaciones especialmente extremas: la situación de existencias en Cartagena a principios de mes, y la situación de Barcelona el día 4, cuyo nivel de existencias previsto era mínimo, pero se contaba con una descarga inmediata para subirlo.

En los primeros días de marzo, España se vio afectada por una ola de frío. Los programas de los días 3 y 4 de marzo contemplaban unas previsiones de demanda de 33.963 GWh y 34.050 GWh respectivamente, lo que unido a los bajos niveles de existencias en las plantas, daba como resultado unos programas no viables.

Ante la urgencia de la situación, ENAGAS, como Gestor Técnico del Sistema, acordó una primera interrupción para algunas centrales térmicas convencionales, de acuerdo con Red Eléctrica y manteniéndose informadas de ello a las autoridades administrativas. Ese primer corte se llevó a cabo a partir del sábado 5 de marzo.

Al transcurrir el fin de semana sin cambios, el día 7 de marzo se ordenó la interrupción de nuevos suministros a partir de las 00:00 horas del día 9 de marzo, que afectó a los ciclos combinados en pruebas, a los clientes liberalizados declarados interrumpibles (tanto mercado industrial como ciclos), a los ciclos con cláusulas de interrumpibilidad en sus contratos ATR y a los clientes a tarifa interrumpibles.

Tras la decisión de interrupción, el día 11 de marzo, ENAGAS comunicó a la central de ciclo combinado de Santurce la posibilidad de reanudar el suministro para realizar las pruebas de funcionamiento previas a la operación comercial a partir de las 00:00 horas del día 14, y también se levantó la restricción a las centrales térmicas convencionales a partir del día 14. El mismo día 11, se informó al resto de afectados la necesidad de prolongar unos días más la situación de restricción, que finalizó a las 24:00 horas del día

16 de marzo para los ciclos en pruebas, y a las 24:00 horas del día 18 para el resto de clientes que continuaban afectados.

En su informe, ENAGAS señala que las dificultades por las que atravesaba el sistema gasista español, no eran de una entidad tal que se considerasen insalvables. ENAGAS explica que la situación por la que pasó el sistema gasista español durante los días 4 a 10 de marzo fue de una escasez de existencias que imposibilitó, por muy poco margen, la viabilidad operativa. La solución adoptada, de corte de interrumpibles, arregló la situación pese a que, en términos absolutos, la disminución de la demanda no fue especialmente significativa.

Los estudios efectuados por ENAGAS concluyen que el efecto del corte en el sector industrial se puede cifrar, con una alta precisión, en 20 GWh al día, con un ahorro teórico de 100 GWh para todo el período de cortes. En cuanto a los consumos eléctricos el informe del Gestor indica que el corte sobre algunas centrales supuso un menor consumo que cifra en un máximo de 117 GWh para las térmicas convencionales y en 324 GWh para las de ciclo combinado. En total, el Gestor Técnico del Sistema estima, en su informe, que la decisión de interrupción de suministros implicó una reducción de la demanda que, como máximo, se puede cifrar con en torno a 540 GWh.

En las conclusiones del informe de ENAGAS cabe destacar las siguientes:

- *La situación vivida por el sistema gasista español durante el mes de marzo de 2005 se debió a una escasez transitoria de existencias de GNL en plantas de regasificación, que puso en riesgo la continuidad en la operación de estas instalaciones.*
- *A comienzos del mes de marzo, un incremento de la demanda debido a una prolongada ola de frío, unido a determinadas variaciones sobre el programa operativo previamente aprobado, dieron lugar a que lo que era un programa de existencias extremadamente ajustado, pero viable, se convirtiera en no viable,*
- *En caso de que no se hubiera procedido a suspender parcialmente los suministros interrumpibles, el sistema gasista no habría podido mantener las condiciones mínimas de operación segura durante los días 9 al 13 de marzo de 2005.*

El informe de ENAGAS se acompaña de una extensa información, en treinta y tres anexos, que recogen las cartas y avisos de corte a las distribuidoras y comercializadoras, y la evolución de las distintas programaciones vinculantes para el mes de marzo de 2005 de los agentes que aprovisionan gas al sistema (comercializadoras para sus clientes y ENAGAS para el suministro a tarifa), así como la información requerida por la CNE.

2 LA DEMANDA INTERRUMPIDA

Las interrupciones de suministro afectaron al mercado industrial interrumpible, a centrales térmicas de ciclos combinados y a centrales térmicas convencionales.

En el caso del mercado industrial interrumpible, que supone unos 20 GWh/día, se cortó su suministro por completo entre los días comprendidos entre el 9 y 18 de marzo. La central térmica de ciclo combinado de [Confidencial], en pruebas, sufrió una restricción total de las entregas de gas entre los días 9 y 13 de marzo; para los otros ciclos en pruebas, el corte de suministro se prolongó hasta el 16 de marzo. Las centrales térmicas convencionales, en su mayoría, fueron limitadas a los consumos firmes necesarios, en cada caso, para arranques y paradas entre los días 9 y 13 de marzo, siendo atendidos únicamente los casos puntuales indicados por REE. Para el resto de clientes afectados, el corte de suministro se prolongó hasta el 18 de marzo.

A continuación se muestra una tabla resumen de la demanda interrumpida estimada por ENAGAS, desagregada en demanda industrial interrumpible y demanda interrumpida en el sector eléctrico:

Estimación de demanda interrumpida en mar-05 (días 9 al 18, incluidos)		GWh
Industrial interrumpible		100
Sector eléctrico	Centrales térmicas	117
	Ciclos combinados	324
Total corte		541

Figura 1. Demanda interrumpida estimada en dic-04
Fuente: ENAGAS

Sin embargo, los consumidores industriales no fueron interrumpidos del 9 al 13 de marzo, como considera ENAGAS para calcular la demanda interrumpida estimada, sino que las restricciones para ellos se prolongaron hasta el día 18, como informa ENAGAS en otro apartado de su informe. Por tanto, tomando el valor dado por ENAGAS de 20 GWh/día como demanda industrial interrumpida estimada, el efecto del corte de suministro en el sector industrial asciende a 200 GWh, resultando un efecto total del corte de 641 GWh.

En particular, los agentes y centrales de generación eléctrica afectadas por los cortes de suministro fueron los siguientes:

[CONFIDENCIAL]

**Figura 2. Agentes afectados por las interrupciones de suministro y fechas estimadas.
Fuente: ENAGAS.**

En la fecha en que se produjeron los cortes de suministro había 17 grupos en operación comercial y 4 grupos en pruebas, geográficamente distribuidos como se representa en la figura 3.

[CONFIDENCIAL]

Figura 3. Mapa de CCGT en operación comercial y en pruebas en marzo de 2005
Fuente: ENAGAS.

De acuerdo con el Informe que emite ENAGAS, como GTS, sobre la situación del sistema gasista español en el mes de marzo de 2005, y las causas que dieron lugar a ordenar la suspensión de suministros interrumpibles, *“la decisión de corte se adoptó sobre la base del mínimo daño y de la máxima transparencia y objetividad, y hubo una adecuada coordinación entre Red Eléctrica y Enagás, manteniéndose contactos permanentes con las autoridades administrativas y con los afectados.”*

Tanto la demanda industrial como la de las centrales térmicas convencionales que sufrieron cortes durante el mes de marzo, poseen contratos de suministro a tarifa de carácter interrumpible. Además, se interrumpió el suministro a 4 centrales de ciclo

combinado suministradas por los comercializadores Iberdrola, Unión Fenosa y Gas Natural en el mercado liberalizado.

En relación con el procedimiento seguido para adoptar la decisión de interrupción, el informe de Enagás manifiesta que el día 4 de marzo, *“dada la urgencia de la situación y de que se trataba de un viernes, con el fin de semana próximo, se acordó una primera interrupción con Red Eléctrica y manteniéndose informadas de ello a las autoridades administrativas. Este primer corte se llevó a cabo de acuerdo con los interesados, a partir del sábado 5 de marzo”*. El día 7 de marzo, la situación del sistema *“fue transmitida a las autoridades administrativas, y se mantuvieron con Red Eléctrica las reuniones y contactos que fueron precisos, con el fin de determinar qué totales o parciales de centrales de generación eran posibles sin afectar al mercado eléctrico, además de los que ya se aplicaron el sábado 5 de marzo.”*

Durante el período de cortes, la demanda atendida fue la que se refleja en la siguiente figura:

Días de interrupción	Demanda Prevista Plan Operación 1-marzo	Demanda Atendida Plan operación 20-marzo
05-03-05	1.088	1.203
06-03-05	987	1.058
07-03-05	1.296	1.308
08-03-05	1.338	1.323
09-03-05	1.327	1.252
10-03-05	1.299	1.197
11-03-05	1.251	1.193
12-03-05	914	1.014
13-03-05	874	916
14-03-05	1.191	1.200
15-03-05	1.236	1.176
16-03-05	1.240	1.147
17-03-05	1.236	1.186
18-03-05	1.222	1.092

Figura 4. Demanda de gas natural atendida durante el período de cortes.
Fuente: ENAGAS

La máxima demanda diaria atendida en este período fue de 1.323 GWh, valor por debajo de la punta máxima atendida en el invierno 2004-2005, de 1.503 GWh, incluso si se hubiera atendido la demanda interrumpida estimada.

Por tanto, las interrupciones de suministro durante el mes de marzo no fueron causadas por la falta de capacidad en la red de transporte. Así lo demuestra el funcionamiento del sistema en fechas anteriores al período de cortes, en las que se pudieron suministrar mayores demandas diarias.

Así, durante el mes de noviembre fue suministrada la totalidad de la demanda, que llegó a batir el récord de demanda los días 18, 24 y 30 de noviembre, y también durante el mes de enero, que llegó a batir el récord de demanda hasta en cinco ocasiones (días 11, 12, 25, 26 y 27 de enero), superando el valor de la máxima demanda atendida durante el mes de marzo. Concretamente, la demanda total de gas natural del día 27 de enero fue un 6,4% superior a la máxima registrada durante el mes de marzo (día 1, anterior al periodo de restricciones, en que se alcanzaron 1.412 GWh). Asimismo, el consumo de las centrales de ciclo combinado en el día de máxima demanda total histórica fue muy superior a los valores diarios habituales. No obstante, todos los consumos diarios del mes de enero fueron atendidos sin interrupción alguna. Cabe añadir, en relación con la capacidad del sistema, que de acuerdo con la información extraída de los partes de operación de ENAGAS, el 18 de noviembre de 2004 entró en servicio el tercer tanque de Huelva, aumentando la capacidad de almacenamiento de GNL en el sistema en 150.000 m³, que durante la segunda mitad del mes de noviembre de 2004 se realizó la presurización del nuevo eje Córdoba-Madrid (40 GWh), y que desde entonces no ha habido ninguna otra modificación.

Fecha	GWh	Mercado convencional	Centrales térmicas	Ciclos combinados	Plantas satélite	Total demanda
18-11-04		913,3	34,3	254,9	45,48	1.248
24-11-04		877,1	52,1	264,4	42,07	1.236
30-11-04		920,6	47,6	272,3	44,91	1.285
11-01-05		994,7	20,4	304	44	1.363
12-01-05		997,7	37,2	300,3	43,99	1.379
25-01-05		1031,3	45,5	274,1	47,13	1.398
26-01-05		1079,5	44,7	293,3	45,27	1.463
27-01-05		1102,5	52,5	302,8	45,37	1.503

Figura 5. Días en los que se batió sucesivamente el record histórico de demanda total.
Fuente: CNE.

El razonamiento anterior permite sustentar la tesis de que no fue la falta de capacidad del Sistema la causante ni, por tanto, la justificación de los cortes de suministro que tuvieron lugar durante el mes de marzo de 2005, ya que, por analogía, tal falta de capacidad debería haber causado, con mayor razón, cortes de suministro en fechas anteriores al período de cortes, en las que se pudieron suministrar mayores demandas diarias. No obstante, tales cortes no tuvieron lugar.

Como se verá más adelante, en el apartado de aprovisionamientos, la causa principal de los cortes de suministro fue la escasez de existencias de gas en el Sistema.

CUARTO.- ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA Y DEL COMPORTAMIENTO DE LOS AGENTES

1 OPERACIÓN DEL SISTEMA

1.1 *Predicción de la demanda de gas natural*

El 27 de octubre de 2004, en el marco de una reunión de seguimiento del sistema gasista con el Consejo de la CNE, ENAGAS presentó su predicción de demanda para el invierno 2004-2005. Ésta fue la siguiente:

- Para las Centrales Térmicas convencionales, tras observar su demanda real del pasado invierno 2003-2004, se considera un máximo diario de 40 GWh/día
- Para las Ciclos Combinados a Gas Natural (CCGT) se considera un máximo diario de 252 GWh/día para un día laborable y un máximo de 344 GWh/día en un día punta.
- Se aplica metodología de PATRONES a la serie total del mercado convencional para obtener la predicción diaria desde el día de mañana hasta la primavera de 2005 en condiciones “normales” de temperatura.
- Los resultados diarios obtenidos se presentan gráficamente, definiendo 3 grados o escalones descendentes de demanda para el mercado convencional. A estas cantidades se suman 292 GWh estimados para el sector eléctrico en día laborable del invierno, 252 de los CCGT y hasta 40 para las centrales térmicas, y con ellos se definen 3 grados “+” para el total del mercado

	Convencional	+	Sector Eléctrico	
GRADO 1	990		GRADO 1+	1.282
GRADO 2	920		GRADO 2+	1.212
GRADO 3	850		GRADO 3+	1.142

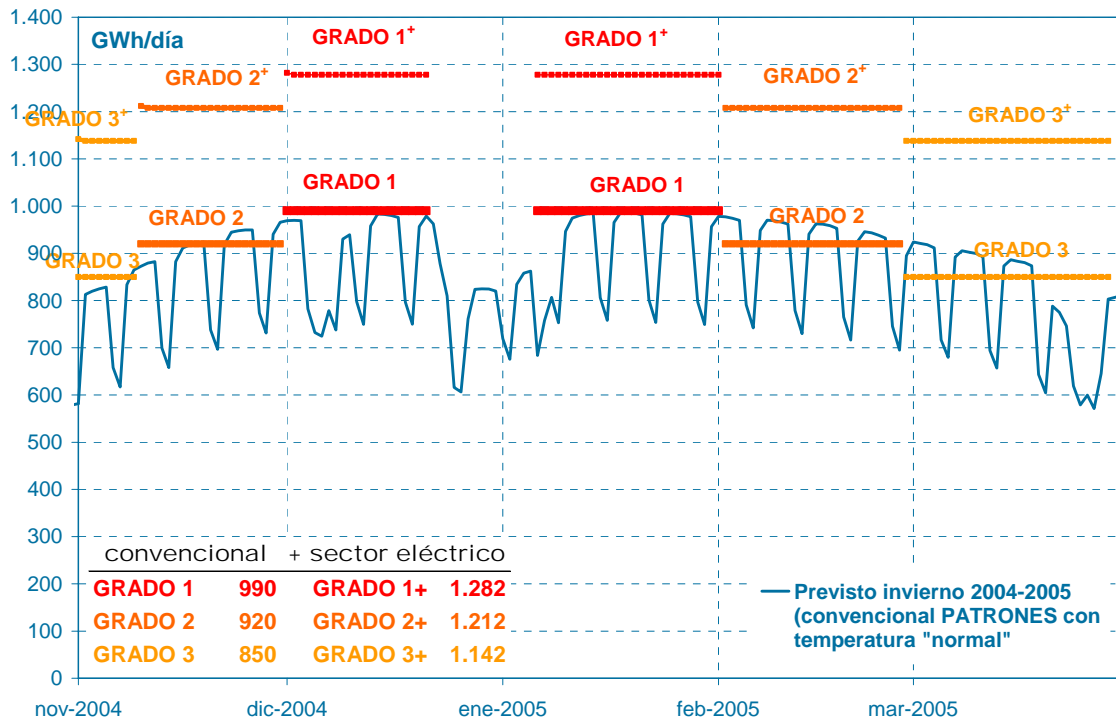


Figura 6. Previsión demanda convencional + sector eléctrico invierno 2004-2005.
Fuente: ENAGAS. Presentación 27 de octubre de 2004.

- Para ver el impacto de las olas de frío, sobre la serie total del mercado convencional prevista a nivel diario hasta la primavera de 2005 en condiciones “normales” de temperatura ENAGAS realiza una simulación con las temperaturas reales de los últimos inviernos, en los que se registraron olas de frío en diferentes momentos, resultando lo siguiente:

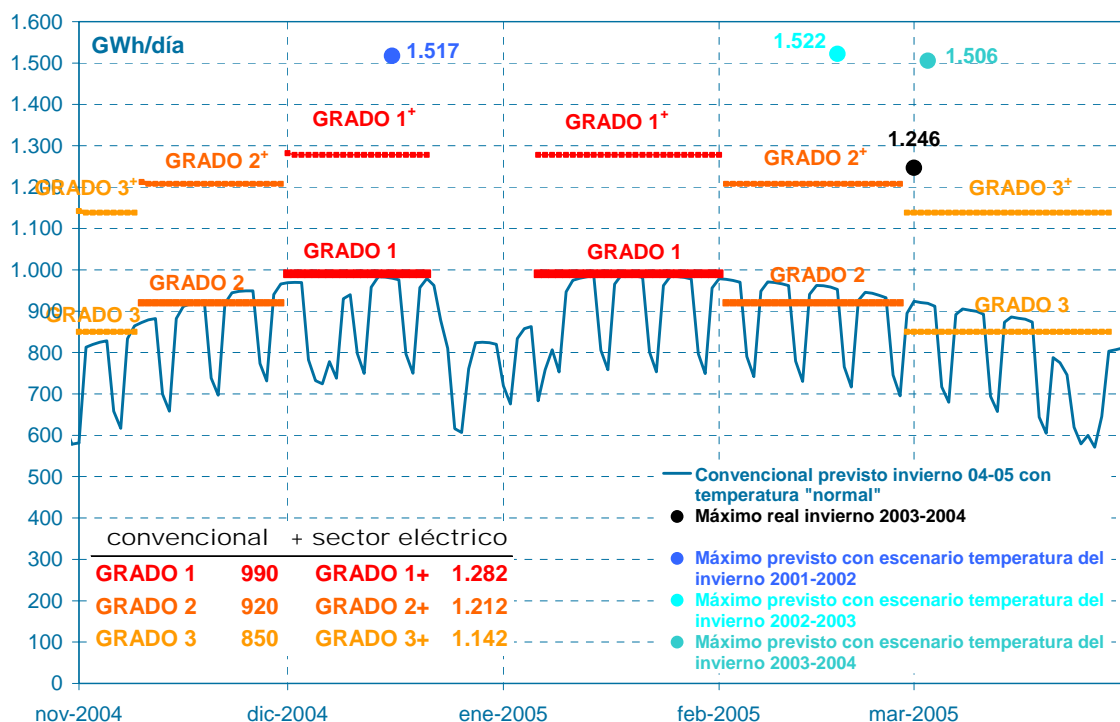


Figura 7. Impacto ola de frío invierno 2004-2005 en la demanda.
Fuente: ENAGAS. Presentación 27 de octubre de 2004.

- Las principales conclusiones de esta presentación son:
 - o La previsión de demanda para el invierno 2004-2005 es de 1.282 GWh para un día laborable GRADO 1+ y de 1.500 GWh para un día punta (1.503 GWh fue la punta del invierno 2004-2005, que se alcanzó el 27 de enero de 2005).
 - o En términos de capacidad, el sistema gasista español estará mejor el próximo invierno que el pasado, siendo suficiente para atender la demanda prevista, tanto la demanda convencional como la de generación de electricidad en centrales de ciclo combinado.
 - o El mayor riesgo del invierno está en la falta de disponibilidad de GNL producida por el retraso de las descargas de metaneros por cierres de puertos.

1.2 Comparación de la demanda prevista con la demanda real

La siguiente figura permite comparar la demanda anterior, prevista a finales de octubre para el invierno 2004-2005, con la demanda real atendida, obtenida de los partes de operación diarios de ENAGAS:

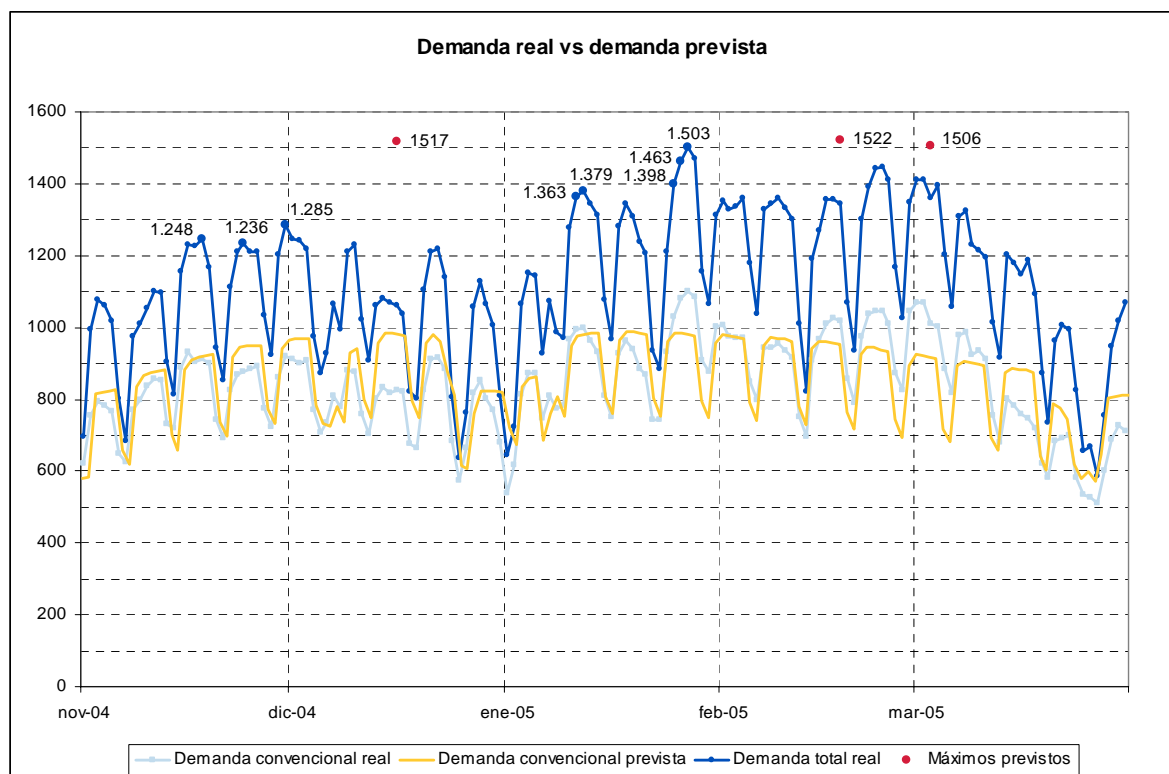


Figura 8. Demanda diaria real frente a demanda prevista. Invierno 2004-2005
 Fuente: ENAGAS, CNE

Los valores mensuales correspondientes a la gráfica anterior, facilitados por ENAGAS, son los que se presentan en la siguiente figura:

Demanda convencional (GWh/mes)						
	nov-04	dic-04	ene-05	feb-05	mar-05	TOTAL
Prevista en condiciones normales (metodología patrones)	24.945	26.369	27.237	25.035	24.304	127.890
Real	25.239	25.492	28.367	27.212	25.086	131.396
%real s/ prevista	1,2%	-3,3%	4,4%	8,7%	3,2%	2,7%

Demanda nacional (GWh/mes) mar-05	Prevista (23-feb)	Real (% sobre previsto)	Restricciones	Real + restricciones (% sobre previsto)
Convencional	24.800	25.067 (1,1%)	317	25.384 (2,4%)
Eléctrica	8.071	7.894 (-2,2%)	324,5	8.218,5 (1,8%)
Total	32.871	32.961 (0,3%)	641,5	33.602,5 (2,2%)

Figura 9. Demanda mensual real frente a prevista. Invierno 2004-2005
Fuente: ENAGAS

A la vista de las figuras 8 y 9 anteriores podemos obtener las siguientes conclusiones:

- La demanda convencional real durante el mes de marzo fue prácticamente igual a la demanda prevista. Como se ve en las curvas de demanda convencional prevista y real de la figura 8, durante la primera mitad de marzo la demanda real fue muy superior a la prevista, situación que también se produce durante la última quincena de febrero. La situación inversa se dio en la segunda mitad de mes, compensándose unas diferencias con otras y resultando una demanda mensual real aproximadamente igual a la prevista.
- Durante el invierno 2004-2005 se alcanzaron sucesivamente ocho máximos históricos que, sin embargo, no llegaron a los máximos previstos con las temperaturas de los tres últimos inviernos (en la gráfica, máximos previstos).
- Durante el mes de marzo, cuando tuvieron lugar los cortes de suministro de gas, no se superó el máximo histórico, ni se hubiera alcanzado si se considera la demanda interrumpida según las estimaciones de ENAGAS.

En la presentación realizada por ENAGAS en la reunión anual de SEDIGAS que tuvo lugar el 12 de mayo de 2005, la historia del invierno 2004-2005 se resumió de la siguiente manera:

- La demanda total fue superior a la prevista en 3.500 GWh, equivalentes a cuatro metaneros de 125.000 m³.
- El invierno fue muy seco.
- Hubo seis olas de frío, cuando habitualmente hay dos, y la última ola fue muy prolongada.
- Hubo una gran demanda de GNL en los mercados internacionales.

Las olas de frío tuvieron lugar una en noviembre, una a finales de diciembre, dos en enero, una en febrero y otra en febrero-marzo, que duró cuatro semanas. Se representan en la siguiente figura:

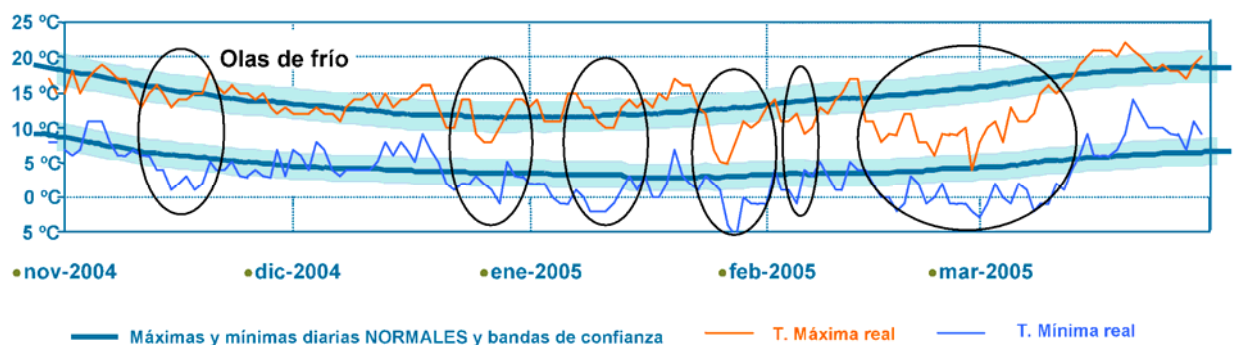


Figura 10. Impacto ola de frío invierno 2004-2005 en la demanda.
Fuente: ENAGAS. Presentación 12 de mayo de 2005.

La ola de frío de mayor duración se produjo por lo tanto en la última quincena de febrero y primera quincena de marzo, ola de frío que se encuentra en el origen de los cortes de suministro de marzo. Teniendo en cuenta que la ola de frío termina a mitad de marzo, y se pasa a una situación de calor en el resto del mes, parece adecuado centrar el análisis del expediente en la situación de balance de cada agente en los días en los que se produjeron los cortes, ya que el cumplimiento de la programación en términos mensuales resulta poco relevante.

1.3 Criterios de actuación de ENAGAS para el invierno 2004-2005

Como ya se ha adelantado en los antecedentes, el 14 de octubre de 2004 ENAGAS remitió una carta a los agentes que incorporan gas al sistema gasista, en la que les comunicaban la extensión a dos meses del carácter vinculante de las programaciones de descargas de GNL, quedando con carácter informativo el dato correspondiente al tercer mes. En el caso de buques menores de 70.000 m³, procedentes de Argelia y/o Libia se solicitaba la cantidad de GNL y el número de buques, sin ser necesario precisar la fecha exacta de descarga.

Según lo manifestado por ENAGAS esta medida tiene por objeto el aseguramiento del suministro de gas natural al mercado español, ante la proximidad del periodo invernal, para poder anticipar las situaciones que pudieran afectar a los balances de gas del sistema.

Con fecha 26 de octubre de 2004, ENAGAS envía a los transportistas y comercializadores una segunda carta en la que les comunica una serie adicional de criterios de actuación que deberán seguirse durante los siguientes meses, hasta el mes de abril de 2005.

En resumen, estas medidas son:

- a) Fijación de un criterio para el reparto de diferencias diarias entre la demanda real y la nominada. ENAGAS indica que se seguirá un criterio de prorrateo para ajustar las diferencias entre el caudal nominado y la demanda realmente producida en todos los consumos convencionales, una vez asignados los consumos singulares con telemedida.
- b) Limitaciones en la extracción del gas de los almacenamientos subterráneos. Se limita la extracción de gas en los almacenamientos subterráneos a 70 GWh/día, y las comercializadoras podrán disponer de una capacidad de extracción de gas proporcional al volumen almacenado. Se reserva la mitad de la capacidad de extracción, 70 GWh/día, para la cobertura de olas de frío y puntas de demanda.

- c) Limitaciones en la disponibilidad del gas que forma parte del almacenamiento operativo.

Parte del almacenamiento operativo incluido en los peajes debe almacenarse en las instalaciones de almacenamiento subterráneo y se verá afectado por la restricción señalada en el apartado anterior. Por ello, diariamente las compañías transportistas comunicarán a las comercializadoras la cantidad exacta de su balance de gas que se corresponde con gas situado en los almacenamientos subterráneos (siempre y cuando se haya fijado previamente el criterio de reparto mencionado en el apartado primero), así como las restricciones sobre su disponibilidad.

- d) Posibilidad de suspensión de consumos interrumpibles. Se informa sobre la posibilidad de interrumpir el suministro de tales consumos de acuerdo con lo indicado en el artículo 16 del Real Decreto 1716/2004, respetando el preaviso de 24 horas que contempla el citado precepto.

- e) Se recomienda que los sujetos que realizan el aprovisionamiento del sistema realicen un seguimiento de sus programas de aprovisionamiento, de manera que se eviten situaciones de desbalance o desabastecimiento.

- f) Limitaciones a las descargas de buques a partir del 28 de febrero de 2005

Se anuncia que se podrán limitar las descargas de buques y rechazarse en caso de que las existencias de GNL en tanques del comercializador solicitante superen los 5 días correspondientes al almacenamiento operativo al tiempo en que la descarga vaya a producirse, al igual que sucedía en la fecha de la carta cuando las existencias superan los 10 días.

El 4 de noviembre ENAGAS realizó, ante comercializadoras y transportistas con puntos de entrada, una presentación explicando con mayor grado de detalle los criterios de actuación para el invierno 2004/2005 comunicados por carta previamente. En particular se desarrollan:

- los criterios de reparto diarios para ajustar las nominaciones a la demanda real
- los criterios de aplicación para aceptar la viabilidad de la programación mensual:

- (i) La variación de existencias en un mes del total del mercado liberalizado, descontada la inyección/extracción programada, no superará ± 450 GWh
- (ii) Si la variación está fuera del margen del apartado anterior, la variación de existencias en un mes de cada Comercializadora/Transportista no superará el equivalente a ± 3 días de su capacidad contratada, con un máximo de ± 200 GWh
- (iii) Se podrá destinar hasta un máximo de 20 GWh/día de extracción de AASS para la recuperación del gas operativo allí almacenado
- (iv) Este parámetro forma parte de la reserva para ola de frío o emergencia. En caso de presentarse cualquiera de estas situaciones, quedará inmediatamente suspendido, y no se reanudará hasta que el GTS confirme la vuelta a las condiciones normales de operación
- (v) En el caso de que las peticiones de recuperación excedan a 20 GWh/día, el reparto se hará proporcional al volumen de gas operativo almacenado por cada agente

Sobre estas medidas y criterios de operación establecidos por el Gestor para la campaña invernal 2004 – 2005, la CNE elaboró un informe realizando diversas consideraciones y expresando su opinión sobre las mismas. A continuación, se reproducen las conclusiones de dicho informe:

- 1- En las cartas enviadas por ENAGAS a las comercializadoras se ponen en práctica una serie de medidas y criterios de actuación que deberán seguirse durante los próximos meses, hasta el mes de abril de 2005, dirigidas fundamentalmente a ajustar los programas de aprovisionamiento y balances de cada comercializador y transportista que incorpore gas al sistema a la demanda prevista y real de sus consumidores. Dichas medidas, adoptadas por ENAGAS en su papel de Gestor Técnico del Sistema, se justifican como medidas para garantizar la continuidad y seguridad del suministro.
- 2- En relación con los criterios de operación de ENAGAS, parece adecuado un adelanto en la fecha en la que se comunica la programación vinculante de los buques de GNL a los operadores de las plantas de GNL y al Gestor Técnico del Sistema, ya que la situación actual, en la que se comunica esta programación el día 20 del mes anterior,

con sólo diez días de antelación, no permite en ocasiones el cierre de la programación de las plantas hasta ya iniciado el mes correspondiente.

El adelanto de las programaciones de los buques metaneros debe permitir anticipar las posibles desviaciones entre los aprovisionamientos y la demanda del sistema, y aplicar las medidas correctoras correspondientes sobre los sujetos obligados a realizar el aprovisionamiento de gas.

- 3- La reserva de capacidad de almacenamientos subterráneos para cubrir olas de frío parece una medida adecuada.

Sin embargo, se debe corregir el criterio de reparto para ajustarlo a lo dispuesto en el artículo 29.2.c del RD 949/2001 de manera que sea proporcional a la capacidad contratada.

- 4- La propuesta de ENAGAS para la realización del reparto en los puntos de entrega a los distribuidores viene a cubrir un vacío normativo del sistema gasista, por lo que puede ser de aplicación provisional mientras no se aprueba reglamentariamente la Normativa de Gestión Técnica del Sistema.

No obstante, el procedimiento expuesto por ENAGAS parece mejorable, puesto que no contempla la petición diaria a los distribuidores de los datos de telelectura de aquellos clientes que disponen de este sistema de medición y que suponen alrededor del 70 % del consumo de gas, lo que permitiría realizar un balance provisional mucho más ajustado a la realidad. Esta mejora del procedimiento debería ponerse en práctica lo antes posible.

- 5- En el sistema español, tanto los transportistas que suministran gas a tarifa, como los comercializadores, tienen la obligación de aportar al sistema gasista el gas necesario para garantizar el suministro a sus clientes. Para ello deben disponer de los correspondientes contratos de aprovisionamiento de gas suficientes para atender a estas necesidades. Por ello, los criterios de viabilidad de la programación mensual

expuestos por ENAGAS (variación de existencias de cada comercializador / transportista que no supere el equivalente a 3 días de su capacidad contratada, con un máximo de 200 GWh) parecen ser los criterios más relevantes para la operación del sistema, de manera que tanto los comercializadores como los transportistas cumplan con sus compromisos de aprovisionamiento dentro del margen de flexibilidad permitido por el sistema español en este invierno.

- 6- Por último, es necesario resaltar la necesidad de proceder a una adecuada tramitación en la regulación de todas estas normas y criterios, con la pertinente participación del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, el informe preceptivo de esta Comisión y la ulterior aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de manera que se garantice la necesaria transparencia, objetividad, no discriminación y eficiencia de las normas que se elaboren.

1.4 Capacidad del sistema gasista

La capacidad del Sistema Gasista, de acuerdo con la presentación realizada por ENAGAS ante la CNE el 1 de diciembre de 2004, de 1.665 GWh/día en punta era suficiente para cubrir la demanda punta prevista para el invierno 2004-2005, que se estimaba en 1.500 GWh/día.

1. CAPACIDADES	punta	laborable	Unidad : GWh/día
Planta de BARCELONA	** 372	300	<p>En caso de cierre de puertos de carga/descarga en el Mediterráneo, en media 3 cada invierno, habrá que ajustar la capacidad de producción a la disponibilidad real de GNL en tanques.</p> <p>(*) Capacidad pendiente de comprobación a la finalización de las instalaciones (**) Capacidades punta de Barcelona sostenible durante 5 días consecutivos (***) Capacidad punta comprobada en las dos últimas semanas de nov-2004, incompatible con la producción nominal de Huelva que se reduce a mínimos.</p>
Planta de CARTAGENA	248 *	234 *	
Planta de HUELVA	277 *	277 *	
Planta de BILBAO	236 *	157	
GN por GME	352 ***	294 *	
GN por LARRAU	77	77	
Nacional	5	5	
AA SS	140	70	
TOTAL	1.708	1.414	
-Incompatibilidad BILBAO con GAVIOTA	-43		
TOTAL	1.665	1.414	

Figura 11. Capacidad instalaciones.
Fuente: ENAGAS. Presentación 1 de diciembre de 2004.

Como hitos relevantes en lo que se refiere a la capacidad de las instalaciones cabe señalar que el 15 de noviembre de 2004 se puso en marcha el tercer tanque de la planta

de Huelva, con una capacidad de 150.000 m³ de GNL, convirtiéndola así en la mayor planta española de almacenamiento de GNL. Asimismo, el 18 de noviembre, se finalizó el nuevo eje de transporte desde Huelva-Sevilla-Córdoba hasta Madrid, con más de 650 kilómetros de longitud en 30"/32", que permite incrementar sustancialmente los flujos de gas desde el sur, Huelva o GME, hacia el norte. La puesta en marcha de estas dos infraestructuras permite afrontar el invierno con mayor capacidad para atender la punta de demanda invernal.

La demanda máxima del invierno 2004-2005 fue el 27 de enero de 2005, cuando se alcanzaron 1.503 GWh, un 21% más elevada que la del día de consumo máximo del invierno anterior, 2 de marzo de 2004, en el que la demanda fue de 1.247 GWh.

Demanda en GWh/día	Invierno 03-04		Invierno 04-05	
	2-mar-04	27-ene-05	% sobre invierno anterior	
Convencional	1.014	1.148	13%	
Gas emisión	968	1.102	14%	
Cisternas GNL	46	45	-2%	
Sector eléctrico	233	355	53%	
Centrales térmicas	35	53	50%	
Ciclos combinados	198	303	53%	
Total mercado	1.247	1.503	21%	

Figura 12. Demanda punta invernal.

Fuente: ENAGAS.

Esta demanda se atendió sin problemas, con un nivel medio de existencias en tanques del 58%.

1.5 Abastecimiento de gas natural

Puesto que los cortes de suministro ocurridos durante el mes de marzo de 2005 han sido ocasionados por una situación de desabastecimiento de gas natural, resulta interesante analizar las entradas de gas natural por gasoducto en el sistema y los niveles de

existencias en tanques de las plantas de regasificación de GNL. Dicha información se extrae de los partes de operación diarios de ENAGAS.

1.5.1 Entradas por conexiones internacionales

Las cantidades de gas que entraron por Larrau y por el gasoducto del Magreb durante el mes de marzo de 2005 se representan en la siguiente figura:

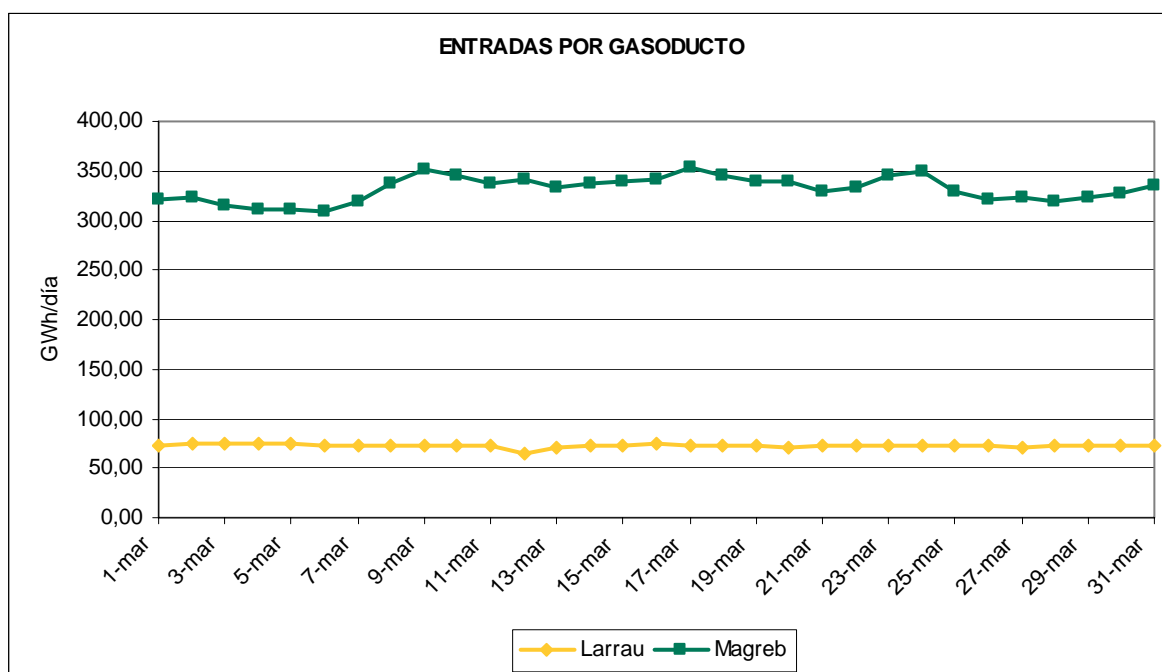


Figura 13. Entradas de gas por conexiones internacionales. Marzo 2005.
Fuente: ENAGAS.

La entrada de gas por el gasoducto de Larrau se ha mantenido constante en torno a un valor de 73 GWh/día, que representa el 79% de su capacidad nominal de transporte. De acuerdo con la información contenida en la publicación de capacidad de ENAGAS de octubre de 2004, en Larrau se dispone de capacidad para contratar, pero esta disponibilidad está condicionada al aumento de presión en la frontera (0,172 bar por cada GWh/día) que tiene que acreditarse mediante certificación emitida por el operador francés.

De acuerdo con la información facilitada para la resolución de este expediente por Gas Natural Comercializadora como usuario de esta entrada, la cantidad de gas que entró por

Larrau durante el mes de marzo (2.250 GWh) fue prácticamente igual a la programada (2.270 GWh), con una diferencia de lo real sobre lo programado de tan sólo un -0,9%.

La entrada de gas a través del gasoducto del Magreb, también se mantuvo más o menos constante a lo largo de todo el mes, en torno a una cantidad de 332 GWh/día, que representa el 94% de su capacidad nominal de transporte. El día 9 de marzo, fecha en que comenzaron los cortes de suministro, el gasoducto del Magreb estaba funcionando por encima del 99% de su capacidad nominal, suministrando 352,39 GWh/día

El gasoducto fue programado a 311,64 GWh /día, según lo declarado por Gas Natural Comercializadora (88,61 GWh/día), por Iberdrola (6,23 GWh/día), por Unión Fenosa Comercializadora (9,3 GWh/día), por Gaz de France (4,6 GWh/día) y por ENAGAS (202,9 GWh/día), esto es, un 12,2 % por debajo de la capacidad nominal publicada en enero de 2005, por lo que había capacidad de reserva suficiente para atender un incremento inesperado de la demanda. Las entradas diarias reales por el gasoducto del Magreb, de acuerdo con la información facilitada por los usuarios de esta entrada para la resolución de este expediente, se detalla a continuación:

Magreb		
Capacidad nominal (según publicación ene-05)		
355 GWh/día desde 1-ene-05		
Fecha	GWh	Entrada de gas
		% sobre cap. nominal (355 GWh/día)
1-mar-05	319,15	90%
2-mar-05	320,64	90%
3-mar-05	309,92	87%
4-mar-05	309,07	87%
5-mar-05	304,40	86%
6-mar-05	311,31	88%
7-mar-05	327,85	92%
8-mar-05	339,22	96%
9-mar-05	350,31	99%
10-mar-05	340,70	96%
11-mar-05	338,29	95%
12-mar-05	333,57	94%
13-mar-05	330,94	93%

Magreb		
Capacidad nominal (según publicación ene-05)		
355 GWh/día desde 1-ene-05		
Fecha	GWh	Entrada de gas
		% sobre cap. nominal (355 GWh/día)
14-mar-05	335,03	94%
15-mar-05	338,42	95%
16-mar-05	339,57	96%
17-mar-05	346,10	98%
18-mar-05	339,73	96%
19-mar-05	339,43	96%
20-mar-05	330,56	93%
21-mar-05	323,90	91%
22-mar-05	334,56	94%
23-mar-05	346,31	98%
24-mar-05	344,62	97%
25-mar-05	313,83	88%
26-mar-05	321,21	91%
27-mar-05	332,70	94%
28-mar-05	300,69	85%
29-mar-05	323,83	91%
30-mar-05	330,48	93%
31-mar-05	327,93	92%

Figura 14. Entrada de gas por el gasoducto del Magreb. Marzo 2005
Fuente: ENAGAS.

Si se analizan los datos de la tabla anterior, se ve que el gasoducto del Magreb estaba siendo utilizado en torno al 93% de su capacidad nominal, alcanzando un 99% de su capacidad máxima el día 9 de marzo, fecha de inicio de los cortes de suministro de gas natural.

ENAGAS ha desarrollado varios criterios y procedimientos para llevar a cabo la programación de suministros, entre los que se encuentran los sistemas de predicción de la demanda descritos anteriormente. Éstos no son los únicos, y en la elaboración de sus programaciones, se tienen presentes también otros criterios. En particular, se citan a continuación algunos de ellos, relacionados con la gestión del sistema en caso de producirse una ola de frío, como la que tuvo lugar en el mes de marzo de 2005.

La programación en los meses invernales se parametriza para que el sistema pueda hacer frente a una ola de frío mediante el estudio que ENAGAS denomina “*márgenes de cobertura de NIVEL 1*” que, aplicado a la programación de invierno 2004 – 2005, según se detalla en la presentación de ENAGAS como GTS sobre los criterios de actuación invernal 2004-2005, implicaba:

- *Una ola de frío tiene una duración máxima de 2 semanas*
- *Su impacto en la demanda convencional supone un incremento de hasta un 9%, que en los meses invernales equivale a 2.300 GWh*
- *La programación de los suministros y de la extracción de AASS se parametriza para poder hacer frente a este NIVEL 1, es decir, para poder hacer frente a un incremento de hasta 2.300 GWh en los meses invernales*
- Regla operativa derivada del NIVEL 1 aplicada a la programación del invierno:
 - o *“El Gasoducto del Magreb se programa no superior al 110% de su cantidad contractual, dejando un margen, hasta el máximo 117,6%, para la situación de NIVEL 1.*
 - o *Los Almacенamientos Subterráneos se programan reservando de su capacidad de extracción máxima, que varía a lo largo de la campaña de extracción invernal, 110 MNm³/mes también para NIVEL 1.*
 - o *Se supone una cierta capacidad de flexibilidad en el GNL que podría aportarse al menos 1 buque mediano adicional.*

La entrada de gas por el gasoducto del Magreb en el mes de marzo estuvo por encima de la cantidad programada debido en su mayoría al incremento de aportación de Gas Natural Comercializadora, según se muestra en la siguiente tabla.

Magreb				
	Programado (GWh)	Real (GWh)	Diferencia (GWh)	% real sobre previsto
Gas Natural Comercializadora	2.747	3.171	424	15,43 %
Iberdrola	193	193	0	0 %
Unión Fenosa	288	289	1	0,3 %
Gaz de France	144	159	15	10,42 %
ENAGAS	6.290	6.392	102	1,62 %
Total	9.662	10.204	542	5,61 %

Figura 15. Programación del Magreb y entradas reales. Marzo 2005.
Fuente: ENAGAS, Gas Natural Comercializadora.

1.5.2 Descargas de buques de GNL

Durante los últimos meses, los mercados internacionales del gas natural de corto plazo (EE.UU., U.K., Holanda, etc.) han estado cotizando valores para el gas natural sensiblemente por encima del coste unitario de la materia prima (Cmp) en España, coste del gas que tiene su reflejo en la tarifa. Esta situación en los precios se inicia de una forma clara en septiembre de 2004, y se ha mantenido de forma continua hasta la fecha, tal como se puede observar en la siguiente figura:

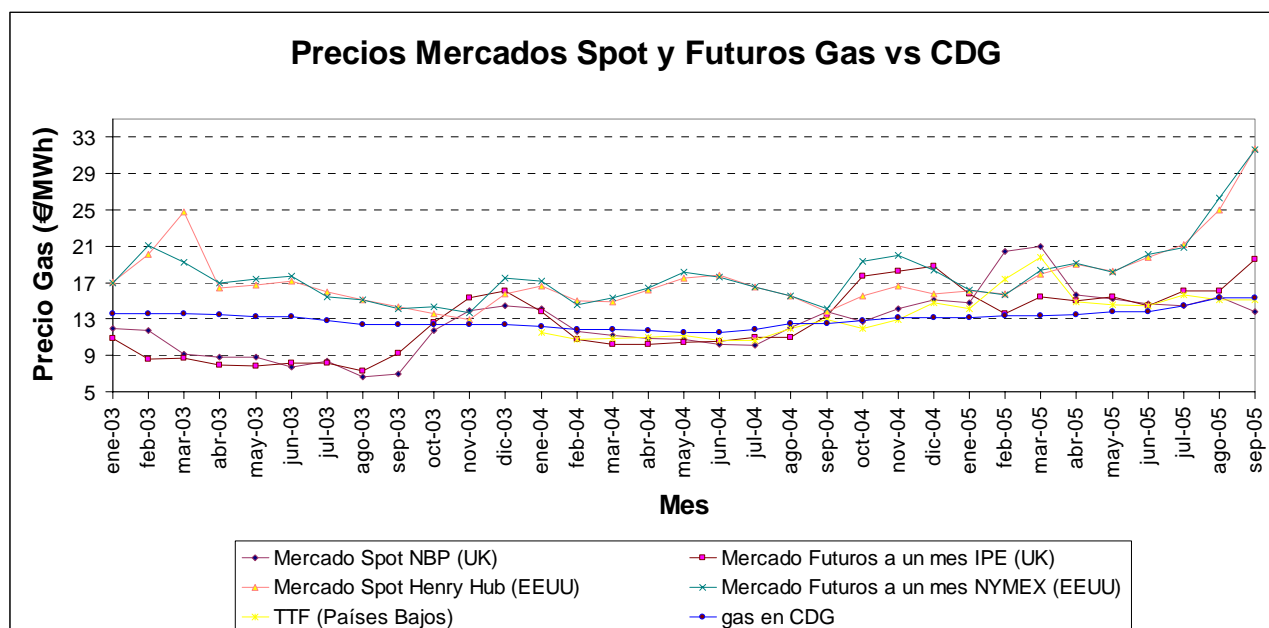


Figura 16. Precios Mercados Spot y Futuros de gas vs Cmp
Fuente: Fuente: Platts, World Gas Intelligence, Órdenes ECO/ITC

Durante el mes de marzo de 2005 se produjeron varios desvíos hacia España de cargamentos spot de gas destinado originalmente a la costa este de EE.UU., debido a las bajas existencias de GNL en las plantas de regasificación españolas durante el mes de marzo y al inesperado aumento de la demanda.

Sobre los 22.507 GWh de GNL previstos para descargar en el mes de marzo, se descargaron, finalmente, 22.933 GWh, aproximadamente un 2% más que las cantidades programadas. Se producen numerosos cambios de barcos, pero se mantienen en su mayoría las cantidades descargadas.

En la figura siguiente, se muestra una tabla con la programación de buques según la programación vinculante para el mes de marzo de 2005, así como las fechas de descarga real de los mismos, señalando con flechas los retrasos y/o adelantos sobre la programación:

Fecha mar-06	GAS NATURAL COMERCIALIZADORA		IBERDROLA		UNION FENOSA		BP GAS ESPAÑA		ENDESA		NATURGAS		SHELL		CEPSA GAS COMERCIALIZADORA		BBE		GAZ DE FRANCE		INCOGAS		ENAGAS		GAS DE EUSKADI TRANSPORTE		
	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real	
1 M	Melhania 836	Lagos 63	Hassi R'Mel 240	Hassi R'Mel 240																							
2 X		Lagos 323		Hassi R'Mel 29				British Trader 377																	Lagos 65	Lagos 335	
3 J	Desconocido 830	Annabella 244						British Trader 500	Havfu 195																		
4 V		Aries 61		Aries 20				British Trader 27																			
6 S	Aries 630	Bengal Everes Abuja 2363	Ben Boulaïd Aries 850	Aries 180																							
6 D	Abuja 98		Abuja 168	Ben Boulaïd 64																						Abuja 60	
7 L		Madrid Spirit 109		Madrid Spirit 458				Ben Boulaïd 61	Ben Boulaïd 249	Abuja 118	Madrid Spirit 318															Madrid Spirit 60	
8 M																											
9 X																											
10 J		Granatina 529																									
11 V	¿Annabella? 240	Granatina 118																									
12 S																											
13 D		Gimmi 325		Ben Boulaïd 279																							
14 L	Boyeta 263	Gimmi 263		Ben Boulaïd 83																							
15 M	Melhania 530	Annabella 172		Lalla Fatma 406																							
16 X		Annabella 68		Lalla Fatma 499																							
17 J	¿Finma? 88	Carga buque -1	Finma 492	Portovenere Boyeta 265																							
18 V		Carga buque -8	Portovenere 400	Portovenere 312																							
19 S		Methane Princess 585		Methane Princess 300																							
20 D		Bonny 876																									
21 L	¿Annabella? 240		Havfu 195	Havfu 199																							
22 M		Dushan 500		Dushan 202																							
23 X		Dushan 547																									
24 J		Dushan 112																									
25 V		Annabella 154																									
26 S		Carga buque -120	Sohar 495	Havfu 252	Sohar 654	Sohar 144																					
27 D	¿Abuja? 573	Finma 190		Havfu 308																							
28 L	Castillo de Vilalba 1.101	Castillo de Vilalba 734	¿Lagos? 170	Sohar 59																							
29 M		Castillo de Vilalba 97		Port Harcourt 97																							
30 X		Castillo de Vilalba 509		Port Harcourt 45																							
31 J	¿Annabella? 240	Castillo de Vilalba 109	Havfu 195	Havfu 64	Cadiz Krutzen 627	Cadiz Krutzen 507	British Trader 879																				
TOTAL	8.527	8.722	4.689	6.430	2.619	2.642	2.699	1.823	838	832	1.616	1.623	580	140	980	913	560	560	253	320	53	56	400	400	190	130	

Barco que cambia de fecha
 Barco que cambia por otro que descarga menor cantidad
 Barco que cumple el programa o cambia por otro que descarga cantidad similar
 Barco no programado
 Barco que no descarga

Figura 17. Descargas de buques previstas y reales.
Fuente: Sujetos del Sistema

Para la tabla anterior se han tomado las programaciones facilitadas por cada uno de los agentes, que en algunos casos no coinciden con las proporcionadas por el Gestor Técnico del Sistema en la programación del 23 de febrero, que fue la primera programación viable para el mes de marzo.

Los principales desvíos en las programaciones de descarga de barcos son los que se detallan a continuación.

- ENAGAS incluyó en el programa del 23 de febrero un Methane Artic para reflejar una petición efectuada por Enagás a Gas Natural Aprovisionamientos de 400 GWh, que no había sido respondida. Enagás retiró este buque en la programación del día 25 de febrero. Por lo tanto, la única descarga real de Enagás es de 400 GWh, del barco Lagos, los días 1 y 2 de marzo.
- Gas Natural Comercializadora tenía programados 16 barcos a lo largo del mes de marzo, por una cantidad total de GNL de 8.207 GWh. La programación facilitada por Gas Natural Comercializadora varía significativamente respecto de la considerada por el Gestor Técnico del Sistema en cuanto a la distribución de barcos a lo largo del mes, aunque no en la cantidad mensual programada. La realidad fue que se realizaron 16 descargas, con un total de 8.782 GWh descargados, un 7% más de lo previsto. En los primeros días de mes las descargas reales son inferiores a las programadas, pero a partir del día 5 de marzo aumentan las descargas siguiendo más o menos el programa, aunque las sustituciones de unos barcos por otros son numerosas. Como incidentes importantes conviene señalar que un buque Bayelsa de 870 GWh, programado para el día 14 no descargó, un Methania con 530 GWh tampoco descargó y tampoco lo hizo otro barco que tenía previsto descargar 88 GWh para Gas Natural Comercializadora. Esto se compensó con las descargas de dos buques no programados, un Methane Princess y un Bonny, los días 19 y 20 de marzo respectivamente, que introdujeron una cantidad total de 1.461 GWh.
- Iberdrola tenía programados 4.685 GWh, realizando 12 descargas durante el mes de marzo. De los barcos programados, el Lalla Fatma, de 970 GWh, programado para el

día 8, llegó dos días más tarde. A finales de mes, un Lagos previsto para descargar 170 GWh fue sustituido por un Port Harcourt que descargó 142 GWh. Sin embargo, la cantidad de GNL finalmente descargada por Iberdrola en marzo fue de 5.480 GWh, 795 GWh más de lo previsto, debido principalmente a cantidades descargadas por dos cargamentos spot entre el 12 y el 16 de marzo.

- Unión Fenosa Comercializadora tenía en la programación de 23 de febrero un barco de 878 GWh, que en la programación del 25 de febrero retrasó hasta el 15, y finalmente, se adelantó unos días a petición de ENAGAS y descargó los días entre los días 13 y 15 de marzo.
- Cepsa Gas Comercializadora tenía programados 980 GWh a descargar el día 8 de marzo, 500 GWh de ellos en la planta de Barcelona. Finalmente descargó un Havfru 193 GWh el día 2 y tres Hassi R'Mel los días 12-13, 24 y 29 de marzo, en total, 913 GWh. Las descargas reales se ajustan al programa dado por Enagás para Cepsa, que no coincide con el facilitado por la propia Cepsa.
- Endesa tenía programados dos barcos en el mes de marzo, con unas descargas totales de 835 GWh. El Havfru programado para descargar 185 GWh el día 3 se retrasó hasta el día 9. El Ben Boulaid programado para descargar 650 GWh el día 8, descargó 300 GWh los días 6 y 7 y 360 GWh más los días 12 y 13 de marzo. En total, se descargaron 852 GWh, algo más de lo programado, pero con retrasos importantes.
- Gas de Euskadi Transporte, BBE y Naturgas tenían programados un barco el día 6 y otro el día 17. Ambos fueron sustituidos por otro dos barcos que descargaron las cantidades acordadas por cada comercializadora los días 7 y 18, respectivamente. Además, para el día 28 estaba previsto otro barco compartido por Naturgas y GET. Este barco fue sustituido por otro los días 29 y 30, que descargó para Naturgas la cantidad programada, pero no llegó a la programada por Gas de Euskadi Transporte. Debido a esto, de los 190 GWh programados para el mes de marzo, GET descargó 130 GWh.

A pesar de las modificaciones sobre la programación de barcos descritas en los párrafos anteriores, las aportaciones de GNL fueron ligeramente superiores a las previstas, y siguieron de manera bastante aproximada en su conjunto el ritmo de descargas previsto, según se muestra en la siguiente figura, donde se ha representado el acumulado diario de las cantidades descargadas:

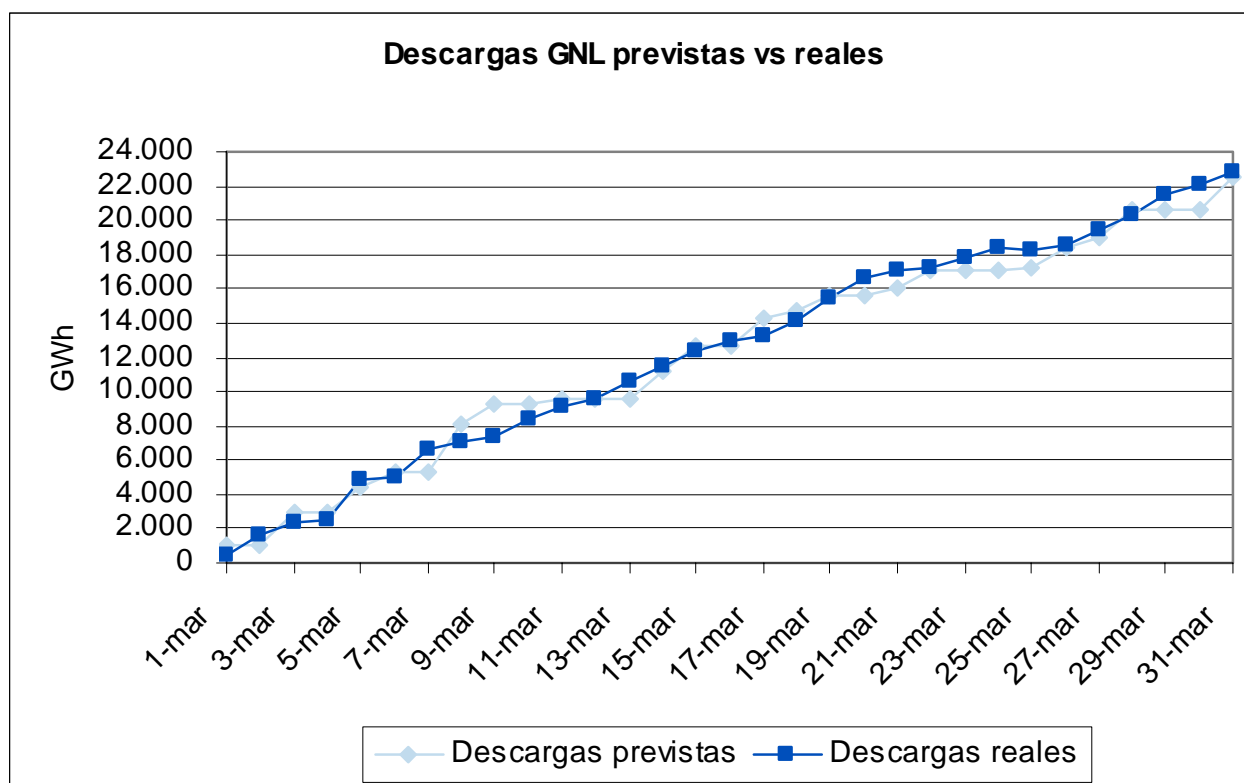


Figura 18. Programación GNL vs cantidades realmente descargadas.
 Fuente: Sujetos del Sistema

1.5.3 Existencias de GNL en las plantas de regasificación

Durante los días que duraron los cortes de suministro, los niveles de existencias en los tanques de las plantas de regasificación, conforme a los partes de operación de Enagás fueron los siguientes:

m ³ GNL Fecha	Barcelona		Cartagena		Huelva		Bilbao		Total	
	Exist.	Nivel	Exist.	Nivel	Exist.	Nivel	Exist.	Nivel	Exist.	Nivel
9-mar-05	32.783	14%	32.636	20%	76.133	25%	141.823	47%	283.375	28%
10-mar-05	26.386	11%	99.545	62%	52.590	17%	123.840	41%	302.361	30%
11-mar-05	95.355	40%	91.693	57%	34.816	11%	112.240	37%	334.104	33%
12-mar-05	83.993	35%	96.175	60%	39.519	13%	105.577	35%	325.264	32%
13-mar-05	128.562	54%	91.123	57%	95.638	31%	99.190	33%	414.513	41%
14-mar-05	145.957	61%	134.467	84%	65.777	21%	87.935	29%	434.136	43%
15-mar-05	137.290	57%	142.040	89%	59.686	19%	76.197	25%	415.213	41%
16-mar-05	116.885	49%	108.256	68%	149.902	48%	64.636	22%	439.679	44%
17-mar-05	125.374	52%	74.713	47%	125.652	41%	53.447	18%	379.186	38%
18-mar-05	113.711	47%	40.579	25%	101.325	33%	174.275	58%	429.890	43%

Figura 19. Existencias de GNL en plantas de regasificación
Fuente: ENAGAS.

Durante la primera etapa de cortes, entre el día 9 y el 13 de marzo, ambos incluidos, el nivel total de las plantas sólo superó el 40% de su capacidad de llenado un día, el día 13, manteniendo un nivel en torno al 30% el resto de los días. En concreto, las plantas de Barcelona y de Huelva alcanzaron niveles de llenado particularmente bajos, hasta del 11% los días 10 y 11 de marzo, respectivamente. Durante la segunda etapa de cortes, cuando ya se habían levantado parcialmente las restricciones, el nivel total de las plantas subió hasta alcanzar un 44% el día 16 de marzo; sin embargo, las plantas de Huelva y de Bilbao registraron niveles de llenado del 19% el día 15 de marzo y del 18% el día 17 de marzo, respectivamente.

A partir de la segunda mitad del mes van aumentando progresivamente las existencias en todas las plantas, coincidiendo con el fin del período invernal.

Las existencias diarias durante el mes de marzo en los tanques de las plantas de regasificación, extraídos los datos de los partes de operación diarios que Enagás envía a la CNE se reflejan en las siguientes gráficas:



Figura 20. Existencias en planta de Barcelona.
Fuente: ENAGAS.

En la planta de Barcelona se observa, a través de la línea de tendencia, que empezó el mes de marzo con un nivel de llenado extremadamente bajo y fue aumentando a lo largo del mes, alcanzándose niveles del 90% a final de mes. Los niveles más bajos se dieron los días 4 y 10 de marzo, cuando los tanques estaban al 11% de su capacidad nominal. Asimismo, la línea de puntos refleja un número de descargas en la planta de Barcelona paralelo a la demanda de regasificación, ya que no hay oscilaciones bruscas en el nivel de existencias.



Figura 21. Existencias en planta de Cartagena.
Fuente: ENAGAS.

La planta de Cartagena se mantuvo en general con niveles de llenado aceptables que, según lo reflejado por la línea de tendencia, fueron aumentando a lo largo del mes. Las bruscas variaciones en el nivel de llenado reflejan una mayor discontinuidad en las descargas.

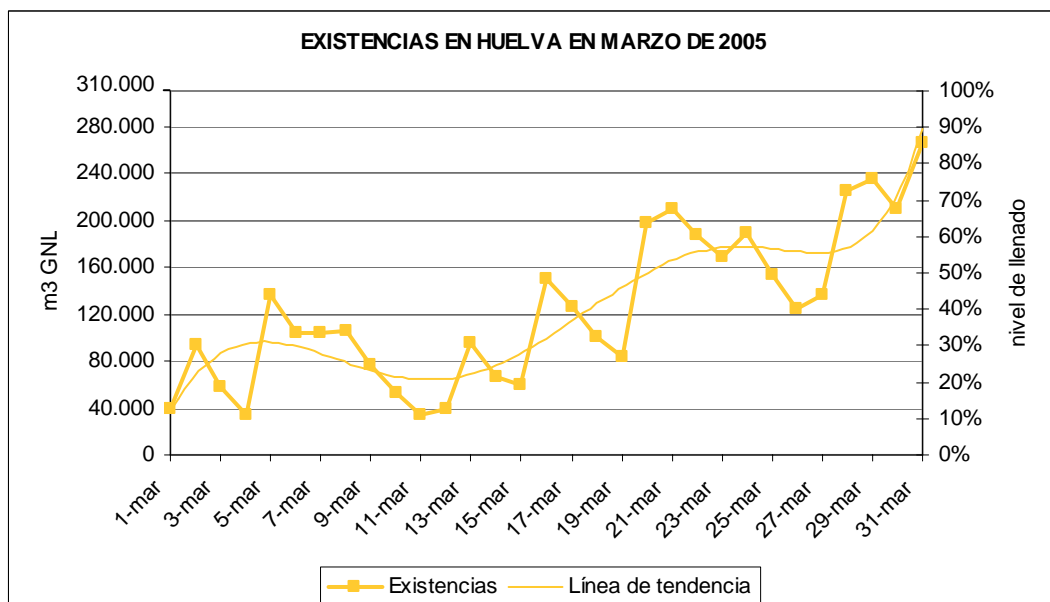


Figura 22. Existencias en planta de Huelva.
Fuente: ENAGAS.

La planta de Huelva no llegó a alcanzar valores superiores al 50% de su capacidad de almacenamiento hasta el día 20 de marzo, alcanzando un valor mínimo del 11% el día 11

de marzo, muy cerca del 10% considerado como nivel mínimo operativo en la versión 18 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, que era la que se aplicaba durante el invierno 2004-2005.

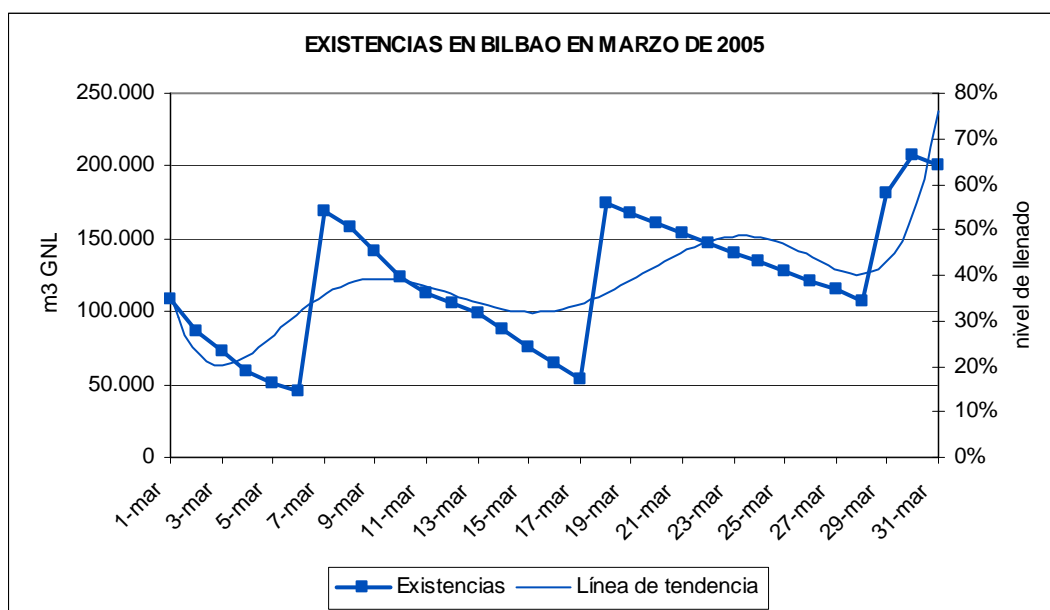


Figura 23. Existencias en planta de Bilbao.
Fuente: ENAGAS.

La cantidad almacenada en la planta de Bilbao no superó el 50% de su capacidad nominal hasta final de mes. Como se aprecia en el gráfico, se realizaron tres descargas a lo largo del mes de marzo: una el día 7, otra el día 18 y la última los días 29 y 30. De acuerdo con la información facilitada por BBG, como transportista titular de la planta de Bilbao, ninguno de los agentes del sistema gasista que operan en el mercado a través de los contratos de ATR suscritos con BBG se encontraba con existencias de gas negativas de GNL en la citada planta, en marzo de 2005.

2 COMPORTAMIENTO DE LOS AGENTES DE SISTEMA

2.1 Los agentes del sistema: cuota de mercado

En marzo de 2005 había 25 comercializadoras inscritas en la Sección Segunda del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados

de Combustibles Gaseosos por Canalización. De todas ellas, sólo 14 ejercían entonces actividades de comercialización.

Además de los comercializadores, en el mes de marzo de 2005, dos transportistas suministraban gas para el mercado a tarifa: ENAGAS y Gas de Euskadi Transporte.

Se presenta a continuación una tabla con cuota de mercado, según las ventas facturadas, de cada una de las empresas comercializadoras y transportistas que tenían que aprovisionar de gas al sistema gasista durante el mes de marzo de 2005:

Empresa	Cuota de mercado mar-05
Comercializadora	
Gas Natural Comercializadora	32,8%
Iberdrola	12,7%
Unión Fenosa Gas Comercializadora	8,6%
BP	5,9%
Gas Natural Servicios	5,4%
Endesa	4,9%
Naturgas	2,8%
Shell	2,1%
Cepsa	1,6%
BBE	1,3%
Union Fenosa Comercial	0,5%
Gaz de France	0,4%
Hidrocantábrico	0,1%
INCOGAS	0,0%
Comercializadora de Gas Extremadura	0,0%
Transportista	
ENAGAS	21,0%
Gas de Euskadi Transporte	0,4%
TOTAL MERCADO	100,0%

Figura 24. Cuotas de mercado en marzo 2005
Fuente: Sujetos del Sistema

2.2 Obligaciones de suministro. Existencias y balances en marzo de 2005.

Como ya se ha comentado en el capítulo de normativa aplicable, la Ley 34 /1998 del sector de hidrocarburos establece las obligaciones de los titulares de autorizaciones para la regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural. Entre tales obligaciones se encuentra la de realizar las adquisiciones de gas natural necesarias para atender las peticiones de suministro de otros transportistas, así como de los distribuidores conectados a sus redes. La misma ley, de forma análoga, establece las obligaciones de los comercializadores, entre las que se encuentra la de garantizar la seguridad del suministro de gas natural a sus clientes suscribiendo los contratos de regasificación de gas natural licuado, de transporte y de almacenamiento que sean precisos y la de adquirir el gas necesario para el desarrollo de sus actividades.

Los comercializadores y los transportistas que incorporan gas al Sistema reflejan en sus programaciones sus existencias iniciales de gas en el sistema, los movimientos de gas que tienen previsto realizar: aportaciones de gas, extracción o inyección en almacenamiento subterráneo y demanda que tienen que atender, y sus existencias finales, resultantes de sumar y/o restar a las iniciales los movimientos de gas descritos.

A los movimientos de gas reflejados en la programación, se añaden las compra-ventas o intercambios de gas entre usuarios. De esta manera, los desvíos que se presenten en la programación de un sujeto también pueden compensarse mediante mecanismos de mercado.

Las existencias de un sujeto no deberían poder ser negativas: si no tiene gas en el sistema no puede atender la demanda de sus clientes. Diariamente, ENAGAS realiza para cada sujeto un balance de gas. Todos los sujetos tienen que estar en situación de balance en cada uno de los puntos de balance (cada una de las plantas de GNL, almacenamiento subterráneo y almacenamiento operativo de transporte), y en caso de que alguno esté en situación de desbalance, debe solucionarlo lo antes posible. Una situación de desbalance en una instalación puede darse, por ejemplo, por el retraso de un barco o por una

variación importante de la demanda real sobre la prevista, bien por un error de predicción, bien por un elevado e inesperado incremento de la demanda.

Durante el mes de marzo de 2005, las previsiones de demanda de los sujetos fueron adecuadas, con errores de predicción normales. La demanda total prevista en el programa de 23 de febrero, según la información facilitada por ENAGAS, era de 32.871 GWh, 24.800 GWh correspondientes a demanda convencional y 8.071 GWh correspondientes a demanda de generación eléctrica. La demanda realmente atendida fue de 32.961 GWh, un 0,3% superior a la prevista. La diferencia aumenta hasta el 2,2 % suponiendo que se hubiera atendido la demanda interrumpida estimada, que fue de 641,5 GWh. La demanda real fue, en cualquier caso, muy similar a la prevista.

Para ver las desviaciones respecto de las previsiones hay que ir a datos diarios, ya que en la primera mitad del mes la demanda real fue superior a la prevista y en la segunda mitad fue inferior, quedando compensados ambos efectos, opuestos entre sí, en el cómputo global del mes. Por este motivo, el balance mensual de marzo resulta muy poco relevante, y es necesario analizar el balance diario de cada uno de los sujetos en las fechas en las que se produjeron los cortes, es decir, durante las primeras semanas de marzo.

En relación con la programación, se reflejan en la oferta de gas algunos retrasos en las descargas de buques. Sin embargo, hubo también unos cuantos cargamentos spot no programados inicialmente, resultando que de 22.507 GWh previstos para descargar en el mes de marzo, descargaron, finalmente, 22.933 GWh, aproximadamente un 2% más que las cantidades programadas. Por otra parte, de los 9.662 GWh programados para el Magreb, finalmente entraron 10.204 GWh, un 5,61 % más de lo previsto. Por tanto, las aportaciones totales de gas al Sistema fueron aproximadamente un 3% superiores a las previstas.

La diferencia entre aportaciones de gas reales y previstas se refleja en un aumento de las existencias, ya que la demanda real fue prácticamente igual a la prevista. Así, utilizando

los datos de existencias proporcionados por los agentes, las existencias totales del Sistema en marzo aumentaron en 3.393 GWh.

De todos los comercializadores, Iberdrola y Endesa tuvieron algunos días existencias negativas en el Almacenamiento Operativo de Transporte (AOT), Naturgas mantuvo existencias negativas en el AOT desde el día 13 de marzo hasta el final del mes.

De los transportistas que suministran al mercado a tarifa, ENAGAS empezó el mes con unas existencias negativas de GNL de - 1.807 GWh, equivalentes a 2 barcos de 80.000 y uno de 100.000 m³ de GNL. Las existencias de GNL de ENAGAS se mantuvieron negativas a lo largo de todo el mes, alcanzando el día 10 de marzo un máximo de existencias negativas de - 2.578 GWh, equivalentes a 4 barcos de 93.000 m³ de GNL. Por tanto, ENAGAS, como suministrador del mercado a tarifa, tenía que haber aportado más GNL al sistema por encontrarse en situación de desbalance, situación de desbalance que además alcanzó su mayor nivel en las fechas de los cortes de suministro.

En los siguientes apartados se comentarán particularmente cada una de estas situaciones de existencias negativas.

2.3 Movimientos de gas de los agentes del sistema en marzo de 2005.

En este apartado se analiza el comportamiento, en lo que a movimientos y existencias de gas se refiere, de cada una de las empresas transportistas y comercializadoras que aprovisionan de gas al sistema gasista o utilizan las entradas del mismo.

2.3.1 Transportistas

En el Sistema Gasista hay dos transportistas que se aprovisionan de gas para suministrar al mercado a tarifa: ENAGAS y Gas de Euskadi Transporte.

2.3.1.1 ENAGAS

ENAGAS suministra a la práctica totalidad del mercado a tarifa, con una cuota de mercado del 21,0% sobre el total del mercado, en el mes de marzo de 2005.

La demanda estimada por ENAGAS para atender al mercado a tarifa en marzo de 2005 era de 6.550 GWh, con una estimación diaria de demanda propia del sector doméstico-comercial (sábados, domingos y festivos con demandas inferiores).

La programación de la oferta de gas realizada por ENAGAS el 23 de febrero, refleja la entrada de un barco de 400 GWh el día 15 de marzo, una entrada diaria constante por Tarifa de 202,9 GWh con un total mensual de 6.290 GWh y una extracción diaria de almacenamientos subterráneos de 0,97 GWh, con un total mensual de 30 GWh. Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por ENAGAS el 23 de febrero para atender la demanda del mercado a tarifa en el mes de marzo, eran de 6.720 GWh. Con esta aportación de gas, una vez atendida la demanda prevista las existencias de ENAGAS aumentarían en 170 GWh.

La demanda real atendida finalmente (6.493 GWh) fue prácticamente igual a la prevista, con una desviación en la estimación del 0,87%. Sin embargo, a nivel de detalle diario, durante los diez primeros días del mes la demanda real fue muy superior a la prevista, y al contrario en los últimos días del mes, donde la demanda fue bastante inferior a la prevista.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 23 de febrero, en lo que se refiere a entradas de gas, cabe señalar que la descarga de 400 GWh, que reflejaba una petición no respondida de ENAGAS a Gas Natural Aprovechamientos para atender el mercado a tarifa, fue suprimida de la programación en el programa del 25 de febrero. La entrada diaria por Tarifa fue superior a la prevista durante la primera quincena del mes, pero se redujo durante la segunda mitad, compensándose ambos efectos en el cómputo global del mes. Se aportaron 69 GWh no programados de yacimientos. Frente a los 30 GWh previstos para extraer de AASS, se extrajeron 1.017 GWh hasta en día 18 de marzo, pasando después a inyectar gas el resto del mes por un total de 762 GWh.

Dado que la programación de entradas de Enagás era constante, durante la ola de frío de la primera quincena, y a pesar del aumento al máximo de la extracción de almacenamientos subterráneos, el desbalance de Enagás alcanza niveles máximos de déficit de existencias de GNL de -2.578 GWh, equivalentes a 11 ó 12 días de la demanda media para el mercado a tarifa del mes de marzo.

En relación con las existencias de GNL, resulta sorprendente que las existencias de ENAGAS en plantas de regasificación durante el mes de marzo de 2005 pasen de -1.807 GWh a -1.670 GWh, llegando a valores de -2.578 GWh, cuando sólo se descargaron 400 GWh. Esto se explica por el mecanismo de reparto en plantas de regasificación utilizado por ENAGAS: para un día D de gas, las comercializadoras nominan las cantidades que quieren regasificar, pero en el día D ENAGAS regasifica la cantidad de GNL que sea necesaria para atender la demanda total del Sistema. En los días en que la entrada de gas por el gasoducto del Magreb supera la demanda del mercado regulado, ENAGAS destina dicho gas al mercado liberalizado reduciendo el volumen de GNL a regasificar. A la hora de hacer el reparto, ENAGAS lo hace sobre la cantidad nominada por cada usuario, apuntándose la diferencia entre cantidad nominada y cantidad regasificada, de manera que si esta cantidad es menor que la nominada las existencias de GNL de ENAGAS aumentan y, en caso contrario, disminuyen. Los criterios de reparto deben ser revisados, de manera que el reparto refleje la utilización real de las instalaciones por cada uno de los usuarios.

Las existencias de ENAGAS se mantuvieron negativas durante todo el mes de marzo. En particular, las existencias de GNL pasaron de -1.807 GWh GNL a -1.670 GWh, alcanzando -2.578 GWh el día 10 de marzo. Teniendo existencias de GNL negativas, ENAGAS tendría que haber traído los barcos necesarios para poder atender la demanda del mercado a tarifa, ya que las entradas por el gasoducto del Magreb no eran suficientes. Los -2.578 GWh de existencias negativas que ENAGAS tenía el 10 de marzo equivalen aproximadamente a 4 barcos de tamaño medio, de 93.000 m³ de GNL, si se considera el PCS medio de 2004, y son también equivalentes a 11 ó 12 días de la demanda media para el mercado a tarifa del mes de marzo.

Por lo tanto, el mercado a tarifa estaba siendo suministrado mediante GNL de los comercializadores, puesto que las existencias de Enagás en los almacenamientos subterráneos, que ya se estaban utilizando al máximo de su capacidad de extracción, no podían cubrir el incremento de consumos a tarifa provocado por la ola de frío.

En consecuencia y a la vista de esta situación, el Gestor Técnico del Sistema debería haber declarado la no viabilidad de la programación de Enagas para el mercado a tarifa, reclamando a dicho operador un mayor aportación de GNL para resolver su situación de desabastecimiento de GNL, tal y como hubiera hecho de haber sido un comercializador quien se encontrara en una situación tan grave de déficit de GNL.

2.3.1.2 Gas de Euskadi Transporte (GET)

En marzo de 2005, Gas de Euskadi Transporte, como suministrador del mercado a tarifa, atendía el 0,4% del total del mercado.

La programación realizada para atender la demanda prevista por GET, de 155 GWh, refleja la descarga de tres barcos, los días 6, 17 y 28 de marzo, para introducir 190 GWh en el Sistema, con lo que a final de mes, una vez atendida la demanda, las existencias de GET habrían aumentado en 35 GWh.

En la operación real, el barco programado para el día 28 sólo descargó 20 GWh de lo 80 GWh previstos, por lo que la oferta real en marzo fue de 130 GWh.

Como la demanda real atendida fue de 157 GWh, la variación de existencias de GET finalmente fue - 28 GWh.

2.3.2 Comercializadores

En marzo de 2005 había 24 comercializadores inscritas de forma definitiva en la Sección 2ª del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados de Combustibles Gaseosos por Canalización, de las cuales, sólo 15 estaban

operado en el mercado. Entre las que estaban en operación comercial, Gaz de France, Unión Fenosa Comercial, Hidrocantábrico, INCOGAS y Comercializadora de Gas Extremadura tenían una cuota de mercado inferior al 1%.

El resto de comercializadoras que no aparecen en este informe, no tenían actividades de comercialización en las fechas en que se produjeron los cortes de suministro de gas, no habiendo realizado por tanto, ningún movimiento de gas en el Sistema.

2.3.2.1 Gas Natural Comercializadora (GNCom) y Gas Natural Servicios (GNSer)

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de marzo, GNCom y GNSer tenían, en ese mes, respectivamente, una cuota del 32,8% y del 5,4% sobre el total del mercado. Las compañías GNCom y GNSer son las responsables de la actividad de comercialización de gas en los mercados industrial y doméstico-comercial, respectivamente. GNSer opera en el Sistema a través de GNCom, que incluye la demanda prevista por GNSer dentro de la previsión que realiza para el GTS.

La programación facilitada por GNCom es la del 25 de febrero, por lo que el programa de descargas de barcos tiene algunas diferencias respecto de la programación considerada por el GTS, de 23 de febrero, la primera que se declaró viable para el mes de marzo.

La demanda estimada por GNCom para sus clientes, incluyendo GNSer, en marzo de 2005 era de 13.441 GWh, con una estimación diaria de demanda constante que no parece la más adecuada a un consumo industrial, con menor consumo los sábados y domingos. Aproximadamente el 83% de esta demanda es para atender a consumidores industriales y a las centrales térmicas, tanto las convencionales como las de ciclo combinado, y el 17% restante es para atender el consumo doméstico comercial.

La programación de la oferta de gas realizada por GNCom el 25 de febrero preveía la descarga de 16 buques, con un total de 8.207 GWh de GNL, una entrada constante de gas por Tarifa, Larrau y el yacimiento de Poseidón que permitiría aportar a lo largo del mes 2.747 GWh, 2.270 GWh y 155 GWh, respectivamente, y una compra de GNL en

plantas de regasificación de 20 GWh. Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por GNCom el 25 de febrero para atender su demanda en el mes de marzo, eran de 13.399 GWh. Comparando este valor con la demanda prevista, y teniendo en cuenta una venta de 49 GWh en AASS, se deduce que la intención de GNCom era atender la demanda con el gas aportado a lo largo del mes y utilizando parte de sus existencias, reduciendo las mismas en 91 GWh.

La demanda real atendida finalmente (12.848 GWh) fue ligeramente inferior a la prevista, con una desviación del 4,4%. La demanda atendida por GNSer, supuso aproximadamente un 14% de ésta.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 25 de febrero, en lo que se refiere a entradas de gas, la reducción de las cantidades comprometidas del Magreb por petición del GTS se compensó con una mayor entrada de gas de yacimiento y con una mayor extracción de almacenamiento subterráneo. Las compra-ventas de gas aumentaron hasta alcanzar unas ventas de 427 GWh. La cantidad de GNL total aportada finalmente fue de 8.782 GWh, algo mayor de la prevista, debido en parte a la llegada de dos barcos no programados a mitad de mes, y a dos barcos que descargaron en los primeros días del mes y que probablemente correspondían al mes anterior. Las principales modificaciones en las descargas de barcos ya se han comentado en el apartado 2.5.2. *Descargas de buques de GNL.*

Con las modificaciones de la operación real sobre la programación, el aumento de existencias de gas de GNCom en el mes de marzo fue de 1.088 GWh.

2.3.2.2 IBERDROLA

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de marzo, IBERDROLA tenía, en ese mes, una cuota del 12,7% sobre el total del mercado.

La demanda estimada por IBERDROLA para sus clientes en marzo de 2005 era de 3.881 GWh. Aproximadamente, la mitad de esta demanda, un 52%, es para atender el consumo

de centrales térmicas, tanto convencionales como de ciclo combinado, que presentan un consumo muy variable a lo largo del mes, aunque la previsión diaria de Iberdrola es constante a lo largo el mes.

La programación de la oferta de gas realizada por Iberdrola el 20 de febrero, refleja la entrada de trece barcos, para aportar a lo largo del mes un total de 3.715 GWh de GNL, una entrada por Tarifa constante de 6,23 GWh /día, con un total de 193 GWh y unas ventas netas de 421 GWh, que incluyen compra-ventas de GNL en plantas y compras de gas en la red de transporte (CdG). Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por Iberdrola el 20 de noviembre para atender su demanda en el mes de marzo, eran de 3.487 GWh. Comparando este valor con la demanda prevista se deduce que la intención de Iberdrola era atender parte de la demanda a costa de sus existencias de gas operativas en el Sistema, previéndose una disminución en las mismas de 394 GWh.

El 28 de febrero Iberdrola añadió un barco de 970 GWh al programa, para mantener la variación de existencias dentro de los ± 200 GWh exigidos por ENAGAS y para paliar la descarga parcial de otro barco en Italia por situación de emergencia en dicho país. Con esto, Iberdrola contaba con 4.457 GWh.

La demanda real atendida finalmente (4.085 GWh) fue un 5,3 % superior a la prevista. Y si se considera la demanda interrumpida estimada, 106 GWh, la demanda real hubiera estado casi un 8% por encima de la prevista.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 23 de febrero, en lo que se refiere a entradas de gas, cabe señalar que la cantidad total de GNL descargada en el mes (5.480 GWh) fue un 17% superior a la programada, teniendo en cuenta la programación del 28 de febrero. Ello es debido a dos cargamentos spot adicionales a mitad de mes. En relación con las fechas de descarga, se retrasó dos días, del día 8 al día 10, el barco adicional incluido en el programa del día 28 de febrero. Sobre lo sucedido en estos días en la Planta de Barcelona se tratará en un capítulo aparte.

Con las modificaciones de la operación real sobre la programación, el aumento de existencias de gas de Iberdrola en el mes de marzo fue de 510 GWh.

Durante el mes de marzo Iberdrola tuvo existencias negativas en el centro de gravedad los días 7, 8 y 9. Según Iberdrola, esto se debe a que los valores de existencias en AOT tienen en cuenta los valores de ENAGAS para el consumo de Arcos y Castellón, consumos sobre los que Iberdrola mantiene discrepancias importantes con ENAGAS. En cualquier caso, se hubieran solucionado regasificando mayor cantidad, puesto que Iberdrola tenía GNL suficiente en plantas.

2.3.2.3 Unión Fenosa Gas Comercializadora (UFGCom) y Unión Fenosa Comercial (UFCom)

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de marzo, UFGCom y UFCom tenían, en ese mes, respectivamente, una cuota del 8,6% y del 0,5% sobre el total del mercado. UFCom no introduce gas en el Sistema, adquiere gas dentro del Sistema a través de UFGCom, siendo el punto de transferencia del gas las salidas de la red de transporte y las entradas en las redes de distribución. Por tanto, UFCom no realiza programaciones ni nominaciones al GTS, ni dispone de balances de gas.

La demanda estimada por UFGCom para sus clientes en marzo de 2005, incluyendo UFCom, era de 2.688 GWh, con una estimación diaria de demanda constante para todos los días, lo cual no parece muy adecuado teniendo en cuenta que los fines de semana y los días festivos disminuye el consumo industrial, que representa aproximadamente el 31% de la demanda atendida por Unión Fenosa. El resto corresponde aproximadamente en un 64% al consumo de centrales térmicas y en un 5% a consumo doméstico-comercial.

La programación de la oferta de gas realizada por UFGCom el 20 de febrero, preveía la descarga de 3 buques, con un total de 2.059 GWh de GNL, una entrada por Tarifa de 288 GWh repartidos proporcionalmente a lo largo del mes y unas compras netas de GNL en plantas de regasificación de 390 GWh. Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por UFGCom el 20 de febrero para atender su demanda en el mes de

marzo, eran de 2.737 GWh. Comparando este valor con la demanda prevista se deduce que la intención de UFGCom era atender la demanda con el gas aportado a lo largo del mes, aumentando además sus existencias en 49 GWh.

La demanda real atendida finalmente fue de 2.833 GWh, con una desviación del 5,4%, sobre la prevista, que habría llegado hasta una diferencia del 17% si se hubiera tenido que atender la demanda interrumpida estimada. UFGCom estima en 312 GWh la demanda no atendida a causa de las interrupciones de suministro. La demanda real atendida incluye las ventas de gas de UFGCom, que representan el 5,3%.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 20 de febrero, en lo que se refiere a entradas de gas, el barco previsto para el día 7 fue retrasado al día 15 en la programación del 25 de febrero y finalmente descargó entre los días 13 y 15, y los otros barcos descargaron según lo programado. Para atender la demanda que fue superior a la prevista, se realizaron extracciones de AASS por una cantidad total de 83 GWh y las compra-ventas de gas aumentaron hasta alcanzar unas compras de 566 GWh.

La cantidad de gas incorporada finalmente al Sistema fue de 3.000 GWh, por lo que las existencias aumentaron en 75 GWh.

2.3.2.4 BP Gas España (BP)

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de marzo, BP tenía, en ese mes, una cuota del 5,9% sobre el total del mercado.

La demanda estimada por BP para sus clientes en marzo de 2005 era de 1.849 GWh, con una estimación diaria de demanda constante para todo el mes. El 100% de esta demanda es para atender a consumidores de los grupos 1 y 2, que presentan un consumo poco variable de un día para otro; sin embargo, no parece lógico prever el mismo consumo para todos los días, teniendo en cuenta, que los fines de semana se dan menores consumos por disminución de la actividad industrial.

La programación de la oferta de gas realizada por BP el 20 de febrero, refleja la entrada de dos barcos de 908 GWh cada uno y otra descarga el último día de mes de 879 GWh, 2.695 GWh en total, y unas ventas netas de GNL y gas de 254 GWh. Por tanto, las aportaciones netas de gas en el Sistema, programadas por BP el 20 de febrero para atender su demanda en el mes de marzo, eran de 2.949 GWh de salida. Analizando este valor se deduce que la intención de BP era atender la demanda y aumentar sus existencias en 1.100 GWh.

La demanda real atendida finalmente (1.832 GWh) fue prácticamente igual a la prevista, con una desviación inferior al 1%.

En relación con el cumplimiento de la programación, se realizaron las descargas de buques previstas para los días 3 y 19 de marzo, pero no se inició la descarga del British Trader prevista para el último día del mes.

Las existencias de BP en el mes de marzo de 2005 aumentaron en 128 GWh.

2.3.2.5 Endesa Energía (ENDESA)

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de marzo, ENDESA tenía, en ese mes, una cuota del 4,9% sobre el total del mercado.

La demanda estimada por ENDESA para sus clientes en marzo de 2005 era de 1.445 GWh, con las variaciones diarias normales a lo largo del mes.

La programación de la oferta de gas realizada por ENDESA el 20 de febrero, refleja la entrada de 2 barcos, que suman un total de 835 GWh, unas compras netas de GNL en plantas de regasificación de 260 GWh y unas compras de gas en el Centro de Gravedad (CdG) de 135 GWh. Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por ENDESA el 20 de febrero para atender su demanda en el mes de marzo, eran de 1.230 GWh. Comparando este valor con la demanda prevista se deduce que la intención de

ENDESA era atender la demanda con el gas aportado y utilizando además, parte de sus existencias en el Sistema, reduciéndolas en 215 GWh.

La demanda real atendida finalmente (1.502 GWh) fue ligeramente superior a la prevista, con una desviación del 3,9%.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 20 de febrero en lo que se refiere a entradas de gas, el barco programado para el día 3 se retrasó hasta el día 9, y el barco programado para el día 8 descargó la mitad de la cantidad programada los días 6 y 7 y la otra mitad los días 12 y 13. Endesa además realizó extracciones en AASS con un total de 131 GWh. Las compras de GNL aumentaron hasta 530 GWh, y también fueron algo mayores las compras de gas en el CdG respecto a lo previsto. El total de gas aportado por ENDESA para suministrar a sus clientes fue de 1.656 GWh.

Con las modificaciones de la operación real sobre la programación, las existencias de gas de ENDESA en el mes de marzo de 2005 se redujeron en 18 GWh.

Cabe señalar que Endesa mantuvo existencias negativas en el centro de gravedad los días 1 al 4 de marzo, en total, 4 días.

2.3.2.6 Naturgas Comercializadora (Naturgas) e Hidrocantábrico Energía (Hidrocantábrico)

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de marzo, Naturgas tenía, en ese mes, una cuota del 2,8% sobre el total del mercado, e Hidrocantábrico tenía una cuota del 0,1%. Naturgas es el suministrador de Hidrocantábrico, por lo que ésta no realiza programaciones ni nominaciones al GTS.

La demanda estimada por Naturgas para sus clientes, incluyendo Hidrocantábrico, en marzo de 2005 era de 830 GWh, con una estimación diaria de demanda constante para todo el mes. Aproximadamente el 93% de esta demanda es para atender a consumidores del grupo 2, que presentan un consumo poco variable de un día para otro.

La programación de la oferta de gas realizada por Naturgas el 20 de febrero, refleja la entrada de tres barcos, 1.010 GWh en total, y unas ventas de gas en el Centro de Gravedad de 2 GWh/día. Por tanto, comparando este valor con la demanda prevista se deduce que la intención de Naturgas era atender la demanda con las descargas de GNL previstas y aumentar sus existencias en el Sistema, previéndose un aumento en las mismas de 143 GWh.

La demanda real atendida finalmente (904 GWh) fue un 9% superior a la prevista, con valores diarios prácticamente constantes.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 20 de febrero, en lo que se refiere a entradas de gas, los tres buques programados se cambiaron por otros que descargaron las cantidades programadas en fecha y cantidad.

Cabe señalar que Naturgas mantuvo existencias negativas en el centro de gravedad del 13 al 31 de marzo, en total, 19 días.

Las existencias de Naturgas en marzo de 2005 aumentaron en 60 GWh.

2.3.2.7 Shell España

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de marzo, Shell tenía, en ese mes, una cuota del 2,1% sobre el total del mercado.

La demanda estimada por Shell para sus clientes en marzo de 2005 era de 627 GWh, con una estimación diaria de demanda constante para todo el mes. Aproximadamente el 69% de esta demanda es para atender a consumidores del grupo 2, que presentan un consumo poco variable de un día para otro; sin embargo, no parece lógico prever el mismo consumo para todos los días, teniendo en cuenta que los fines de semana se dan menores consumos por disminución de la actividad industrial.

La programación de la oferta de gas realizada por Shell el 20 de febrero, refleja la entrada de dos barcos, de 300 y 280 GWh, para los días 9 y 14 respectivamente, unas compras netas de GNL en plantas de regasificación de 145 GWh y una compra de gas en AASS de 49 GWh. Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por Shell el 20 de febrero para atender su demanda en el mes de marzo, eran de 774 GWh. Comparando este valor con la demanda prevista se deduce que la intención de Shell era atender la demanda y aumentar además sus existencias de gas en el Sistema, previéndose un aumento en las mismas de 147 GWh.

La demanda real atendida finalmente (659 GWh) fue algo mayor de la prevista, con una desviación del 5%. Esta pequeña desviación al alza, la explica Shell por las bajas temperaturas de marzo.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 20 de febrero, en lo que se refiere a entradas de gas, el barco programado para el día 14 descargó 240 GWh de los 280 GWh previstos. Sin embargo, las compra-ventas de GNL aumentaron, pasando de 145 GWh de compras netas previstas a 283 GWh.

Con las modificaciones de la operación real sobre la programación, las existencias de gas de Shell en el mes de marzo se redujeron en 19 GWh.

2.3.2.8 Cepsa Gas Comercializadora (Cepsa)

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de marzo, Cepsa tenía, en ese mes, una cuota del 1,6% sobre el total del mercado.

La demanda estimada por Cepsa para sus clientes en el mes de marzo de 2005 era de 689 GWh, con una estimación diaria de demanda constante para todo el mes. Aproximadamente el 99% de esta demanda es para atender a consumidores de los grupos 1 y 2, que presentan un consumo poco variable de un día para otro; sin embargo, no parece muy exacto prever el mismo consumo para todos los días, puesto que los fines de semana disminuye el consumo industrial

La programación de la oferta facilitada por Cepsa, que difiere enormemente de la entregada por el GTS como programación viable de 23 de febrero, incluía la entrada de un único buque para descargar 980 GWh el día 8 de marzo y compra-ventas de GNL con un saldo neto de 50 GWh, con lo cual las entradas netas programadas por Cepsa para atender su demanda era de 1.030 GWh, previéndose en sus existencias un aumento de 341 GWh.

Las entradas netas (840 GWh) fueron un 18% inferiores a lo previsto, pero también la demanda real atendida (650 GWh) fue inferior a la prevista, un 5,6%. Los desfases en la programación obedecieron principalmente a menores cantidades descargadas que las programadas, y mayores ventas en plantas y en el centro de gravedad. Por otra parte, hay que señalar que el programa no se cumplió: la descarga programada para el día 8 se convirtió en cuatro descargas repartidas a lo largo del mes.

Con las variaciones de la operación real sobre la programación, las existencias de CEPSA en el mes de marzo aumentaron en 182 GWh.

2.3.2.9 Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE)

Con fecha 24 de febrero de 2004 BBE obtuvo autorización para ejercer la actividad de comercialización de gas natural. BBE se aprovisiona de gas para el suministro a su propio ciclo combinado de gas natural. Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de marzo, BBE tenía, en ese mes, una cuota del 1,3% sobre el total del mercado.

La demanda estimada por BBE para su cliente en marzo de 2005 fue de 482 GWh, atendiendo a las previsiones diarias de funcionamiento del ciclo.

La programación de la oferta de gas realizada por BBE el 20 de febrero, refleja la entrada de dos barcos, con fechas 6 y 17 de marzo, con los que se prevé aportar 560 GWh al Sistema y unas ventas de GNL en plantas de regasificación de 288 GWh. Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por BBE el 20 de febrero para atender

su demanda en el mes de marzo, eran de 273 GWh. Comparando este valor con la demanda prevista se ve que la intención de BBE era atender su demanda por medio de nuevas entradas de gas en el Sistema y utilizando parte de sus existencias.

La demanda real atendida (401 GWh) fue aproximadamente un 17% inferior a la prevista.

La cantidad de GNL descargado realmente en ese mes (550 GWh) fue similar a lo programado el 20 de febrero. Sin embargo, la cantidad global de GNL (283 GWh) con la que se contó para atender a la demanda fue muy superior a la prevista, ya que se aumentaron las compra-ventas hasta un total de 42 GWh de ventas netas, y también se realizaron compras de gas en AASS.

Las existencias de BBE en el mes de marzo aumentaron finalmente en 269 GWh.

2.3.2.10 Gaz de France Comercializadora (GdF)

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de marzo, GdF tenía, en ese mes, una cuota del 0,4% sobre el total del mercado.

La demanda estimada por GdF para sus clientes en marzo de 2005 era de 126 GWh, con una previsión de demanda diaria constante.

La programación de la oferta reflejaba la entrada de un barco el día 9 para descargar 253 GWh, una entrada diaria por Tarifa de 4,6 GWh con un total de 144 GWh en el mes, unas compras netas de GNL de 50 GWh y unas ventas en el CdG de 170 GWh, con lo que GdF tendría previsto aumentar sus existencias en 151 GWh.

La demanda real (126 GWh) fue igual a la prevista. La oferta real de gas fue superior a la prevista, ya que el barco descargó mayor cantidad de la programada y la entrada por Tarifa fue algo mayor de lo previsto. El gas realmente aportado para atender la demanda fue de 359 GWh.

De esta forma las existencias de GdF presentaron un aumento de 231 GWh.

2.3.2.11 INCOGAS

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de marzo, INCOGAS tenía, en ese mes, una cuota del 0,01% sobre el total del mercado.

INCOGAS atendió su demanda (1,14 GWh) con una descarga de GNL programada para el día 9 de marzo y realizando operaciones de compra-venta de gas con otras comercializadoras, que utilizó también para aumentar sus existencias en el centro de gravedad.

Las existencias de INCOGAS se incrementaron en 9 GWh durante el mes.

2.3.2.12 Comercializadora de Gas Extremadura (CGE)

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de marzo, CGE tenía, en ese mes, una cuota inferior al 0,01% sobre el total del mercado.

CGE atendió su demanda (1,51 GWh) realizando operaciones de compra-venta de gas con otras comercializadoras.

Las existencias de CGE se incrementaron 0,11 GWh durante el mes.

2.3.3 Desbalances de gas

En los apartados anteriores, en los que se ha analizado el cumplimiento de la programación de barcos, se observa que esta programación va a estar siempre sujeta a algunas variaciones operativas, incluso la realizada con sólo unos días de antelación, como ha ocurrido este invierno (retrasos o adelantos en la carga de barcos, condiciones climatológicas adversas, variaciones de demanda por olas de frío o calor, contratación de cargamentos spot, etc.). Como se ha visto en este expediente, la operativa real se

aproxima bastante a lo programado, pero son habituales los desvíos, tanto en los aprovisionamientos como en la demanda real, lo que requiere un seguimiento y adaptación de los sujetos para el mantenimiento diario de su balance de gas.

Además, los usuarios del sistema realizan cada vez más operaciones de compra – venta de gas en el sistema, operaciones que se realizan en el mercado libre y no forman parte de la programación vinculante, y que pueden modificar muy sustancialmente su posición de balance y situación de existencias en el sistema español.

A título enumerativo, las Normas de Gestión Técnica del Sistema indican en el apartado 9.5 los instrumentos de que dispone un usuario ante la previsión de un desbalance:

- Operaciones de compraventa de gas a otros usuarios del sistema:
- Modificación del plan de programaciones y nominaciones previsto.
- Ejercitar las cláusulas de interrumpibilidad con aquellos clientes con los que tenga suscritos contratos de suministro interrumpible.
- Negociar con sus propios clientes firmes interrupciones voluntarias de suministro.
- Negociar con otros usuarios para ejercitar las cláusulas de interrumpibilidad de clientes ajenos.
- Utilización de las capacidades de los almacenamientos subterráneos.

Por este motivo, se considera que el principal parámetro a controlar en la operación del sistema es la situación de balance diario de cada sujeto, balance que incorpora los movimientos de gas (incluidos aprovisionamientos), la demanda diaria de sus clientes y las compraventas con otros usuarios.

Si todos los usuarios del sistema se mantienen en existencias positivas en todo momento, en las plantas de GNL, en el Centro de Gravedad del Sistema y en los almacenamientos subterráneos, la cobertura de la demanda del sistema está asegurada.

En otras palabras, la existencia de suficientes infraestructuras no garantiza el suministro de gas al sistema gasista español, sino que es preciso que los sujetos obligados a aportar gas (transportistas para el mercado regulado y comercializadores para el mercado liberalizado) se encuentren en una situación de balance, es decir, con existencias de gas,

en las instalaciones del sistema: plantas de regasificación, gasoductos y almacenamientos del sistema.

Teniendo en cuenta la reducida capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos, que ya estaba siendo utilizada al máximo, la demanda diaria se atiende fundamentalmente con las existencias de gas operativas de los gasoductos y tanques de almacenamiento de GNL.

Instalación	Capacidad de almacenamiento operativo (GWh)	Capacidad contratada (GWh/día)	Días de almacenamiento operativo equivalentes
Gasoductos de transporte	500	1.200	0,42 días
Tanques de GNL	7.000	722	9,70 días

Figura 25. Capacidad de almacenamiento operativo del sistema.

Como se ha visto en apartados anteriores, los cortes de suministro tienen su causa en la falta de existencias operativas de gas, por lo que en este apartado se analizará la situación de existencias operativas de cada uno de los agentes que operan en el sistema, tanto de GNL como en los gasoductos (en el denominado almacenamiento operativo de transporte).

Del análisis de los movimientos de gas individualizado por agente realizado en los apartados anteriores, se recogen en la tabla de la figura 26 las situaciones de desbalance de GNL y de existencias en gasoductos por agente que se dieron en el mes de marzo de 2005. El resto de agentes no se han encontrado ningún día del mes de marzo en situación de existencias negativas

		EXISTENCIAS NEGATIVAS (GWh)			
		GNL	Almacenamiento operativo de transporte		
Mar. 2005		ENAGAS	IBERDROLA	ENDESA	Naturgas + HC
1	M	-1.807		-38	
2	X	-1.792		-42	
3	J	-1.970		-47	
4	V	-2.034		-38	
5	S	-2.104			
6	D	-2.219			
7	L	-2.307	-23		
8	M	-2.368	-48		
9	X	-2.438	-56		
10	J	-2.578			
11	V	-2.394			
12	S	-2.453			
13	D	-2.257			-0,02
14	L	-2.280			-1,04
15	M	-2.554			-2,02
16	X	-2.252			-2,96
17	J	-2.236			-3,62
18	V	-2.231			-4,21
19	S	-2.293			-4,37
20	D	-1.803			-4,94
21	L	-1.634			-6,05
22	M	-1.629			-7,23
23	X	-1.556			-8,45
24	J	-1.640			-9,22
25	V	-1.510			-10,05
26	S	-1.456			-10,84
27	D	-1.204			-11,45
28	L	-1.060			-12,26
29	M	-1.089			-12,93
30	X	-1.364			-13,59
31	J	-1.670			-14,31

Figura 26. Sujetos en situación de desbalance en marzo de 2005. Se muestra en sombreado el periodo de cortes de suministro

Fuente: Sujetos del Sistema

El día 9 de marzo, fecha del inicio del periodo de cortes, ENAGAS tenía unas existencias negativas de GNL en plantas de regasificación de -2.438 GWh, que tomando el PCS medio de 2004, equivalen a más de 4 barcos de tamaño medio, de 80.000 m³. Tal cantidad corresponde a un 195% de la demanda total del mercado atendida ese día (1.252 GWh). Por lo tanto, teniendo en cuenta que la demanda del día 10 fue algo inferior

(1.197 GWh), ENAGAS tenía unas existencias negativas aproximadamente iguales a dos días de demanda total del mercado.

Ningún otro agente tuvo existencias negativas de GNL en el conjunto de las plantas durante el mes de marzo de 2005.

Iberdrola contaba, el día 7 de marzo, con -23 GWh de existencias negativas en el centro de gravedad que aumentaron hasta -56 GWh el día 9. Esta cantidad supone un 40% de la demanda del atendida por Iberdrola ese día (138,3 GWh). Para elevar su nivel de existencias en AOT, Iberdrola estaba regasificando al 105% de su capacidad contratada a largo plazo en Huelva y Barcelona. Además, el 28 de febrero Iberdrola solicitó a ENAGAS una capacidad de regasificación y transporte en la planta de Barcelona de 32 GWh/día, con fecha de inicio el 1 de marzo y duración de 9 días. Dicha solicitud fue denegada por ENAGAS, proponiendo como alternativa la contratación durante todo el mes y notificando que se consultaría a la CNE sobre la posibilidad de formalización de contratos de duración inferior a 30 días.¹ En este sentido, cabe señalar que Iberdrola disponía de existencias suficientes en la planta de Barcelona para regasificar diariamente la cantidad demandada durante el período solicitado, pudiendo haber solucionado así sus bajas existencias en AOT. Se debe señalar que Enagás, por su parte, estaba regasificando GNL de los comercializadores para atender su mercado a tarifa, como se observa por la importante disminución de sus existencias de GNL (de -1.807 a -2.578 GWh entre el 1 y el 11 de marzo).

Endesa, por su parte, inició el mes de marzo con unas existencias negativas de -38 GWh, que llegaron a -47 GWh el día 3, lo que supone casi un 89% de la demanda atendida por Endesa ese día (53 GWh).

Naturgas comenzó a tener unas existencias negativas en AOT de -0,02 GWh el día 13 de marzo y fueron aumentando progresivamente hasta alcanzar -14,3 GWh el día 31 de

¹ La posterior contestación de la CNE indicaba que este tipo de contratación está permitida por la regulación española del gas natural

marzo. Esta cantidad supone un 49% de la demanda del atendida por Naturgas e Hidrocantábrico ese día (29 GWh).

En el caso de ENAGAS, las existencias negativas en el centro de gravedad no se han tratado como situación de desbalance por considerar que no hay capacidad suficiente en la red de gasoductos para el almacenamiento operativo correspondiente incluido en el peaje de transporte y distribución, que en marzo de 2005 correspondía a cinco días de la capacidad contratada. Como se muestra en la figura 25, la capacidad real de almacenamiento operativo es del orden de medio día, lo que explica la situación de existencias negativas de ENAGAS en dicho almacenamiento.

Esta situación no se da en el caso de plantas de regasificación, donde en el mes de marzo hay capacidad ociosa de almacenamiento de GNL y, de hecho, los tanques se mantuvieron con niveles de llenado muy bajos durante el período de cortes.

Merece la pena analizar detalladamente las existencias de gas de ENAGAS en el sistema durante el mes de marzo de 2005:

Mar. 2005		EXISTENCIAS ENAGAS (GWh)			TOTAL
		GNL	CDG	AASS	
1	M	-1.807	-1.058	3.569	704
2	X	-1.792	-842	3.528	894
3	J	-1.970	-778	3.489	741
4	V	-2.034	-849	3.445	562
5	S	-2.104	-819	3.407	484
6	D	-2.219	-681	3.333	433
7	L	-2.307	-690	3.240	244
8	M	-2.368	-680	3.147	99
9	X	-2.438	-661	3.055	-44
10	J	-2.578	-674	2.963	-289
11	V	-2.394	-674	2.901	-167
12	S	-2.453	-665	2.850	-268
13	D	-2.257	-564	2.801	-20
14	L	-2.280	-558	2.752	-86
15	M	-2.554	-525	2.703	-376
16	X	-2.252	-609	2.657	-204
17	J	-2.236	-536	2.612	-161
18	V	-2.231	-504	2.593	-141
19	S	-2.293	-561	2.614	-241
20	D	-1.803	-713	2.642	127

		EXISTENCIAS ENAGAS (GWh)			
Mar. 2005		GNL	CDG	AASS	TOTAL
21	L	-1.634	-803	2.667	230
22	M	-1.629	-826	2.748	293
23	X	-1.556	-861	2.766	349
24	J	-1.640	-731	2.796	425
25	V	-1.510	-731	2.873	632
26	S	-1.456	-697	2.948	794
27	D	-1.204	-837	3.021	980
28	L	-1.060	-944	3.106	1.102
29	M	-1.089	-882	3.185	1.213
30	X	-1.364	-581	3.264	1.320
31	J	-1.670	-343	3.356	1.343

Figura 27. Existencias de ENAGAS en marzo de 2005.
Fuente: ENAGAS

Como puede observarse, entre los días 9 y 19, ambos incluidos, es decir, durante todo el tiempo que duraron los cortes y un día más, ENAGAS tuvo existencias negativas en el conjunto del sistema. Sus existencias de gas en almacenamiento subterráneo no compensaban las existencias negativas de GNL en plantas de regasificación y las de gas en almacenamiento operativo de transporte.

En resumen, el día 9 de marzo, día en que comenzaron los cortes de suministro de gas, los sujetos que se encontraban en situación de desbalance eran **ENAGAS**, que **contaba con unas existencias negativas de GNL de -2.438 GWh**, e Iberdrola, que se encontraba con unas existencias negativas en el centro de gravedad de -56 GWh, y que corresponden a una discrepancia con Enagás en la contratación y nominación de capacidad de regasificación.

Por tanto, casi el 98 % de los desbalances correspondían a ENAGAS. Por consiguiente, se concluye que la falta de existencias de GNL en el sistema, que originó los cortes de suministro, es atribuible a ENAGAS como responsable del suministro a tarifa.

Además, durante todo el tiempo que duraron los cortes, ENAGAS no sólo tuvo existencias negativas en planta de regasificación, sino que su balance de existencias totales de gas en el sistema resultaba negativo, lo que aumenta la gravedad de su situación.

Como indica Enagás en su informe, Enagás solicitó a Gas Natural Aprovevisionamientos la aportación de 400 GWh adicionales de GNL de un barco Methane Artic, petición que no fue atendida por dicha empresa, por lo que Enagás retiró el barco de la programación. Dicha cantidad, aunque insuficiente para cubrir el desbalance de Enagás, hubiera contribuido a reducir los cortes de suministro. No obstante, la empresa Gas Natural Aprovevisionamiento no es un sujeto del sistema gasista español, por lo que no se le pueden exigir responsabilidades en el marco de este expediente, ya que la obligación de suministro del mercado a tarifa recae sobre Enagás, que debería haber buscado en el mercado internacional de GNL un aprovisionamiento alternativo, al igual que hicieron otros comercializadores ante los incrementos de demanda de marzo.

2.4 Incidente en la planta de Barcelona.

La noche del 10 al 11 de marzo de 2005, durante unas horas, la planta de Barcelona estuvo con algunas bombas paradas, lo que afectó a su producción y dio como consecuencia una disminución en la presión de la red asociada a la propia planta. Esta bajada de presión afectó a algunos consumidores del área de Barcelona, que vieron cómo disminuía la presión de entrega del gas, y tuvieron un corte de suministro durante algunas horas.

Según el informe de ENAGAS “Ese día 10, en Barcelona, la descarga del Lala Fatma, inicialmente programada para el día 8, comenzó poco antes de las 16.00 horas, en una situación extrema, en la que las existencias en los tanques sumaban 14.000 metros cúbicos, [...] A lo ajustado de la situación se unió una incidencia operativa que ralentizó aún más la operación de llenado de los tanques de GNL, en concreto un bloqueo fortuito en las bombas de impulsión, que disminuyó el ritmo de la descarga. Los tanques, durante varias horas, no alcanzaron un nivel de llenado suficiente para permitir a la Planta la emisión a un ritmo normal, por lo que la producción de la planta se vio afectada durante un período de aproximadamente 4 horas. En ese tiempo, la disminución drástica de producción provocó una paulatina caída de la presión en las redes alimentadas desde la planta.”

Por otra parte, la versión de los hechos dada por Iberdrola es la que se expone a continuación: *“El día 10 de marzo descarga en Barcelona el primer cargamento adicional de Iberdrola en marzo, en el buque Lalla Fatma N´Soumer, de 145.000 m³ [...]. A esta descarga asiste in situ el Director de Operaciones de Gas de Iberdrola, medida de precaución motivada por la situación del sistema gasista y por los cortes de gas que afronta Iberdrola en sus centrales de ciclo combinado. Este directivo es testigo a bordo de la parada de la descarga por no ejecutar la maniobra de forma correcta la terminal de Enagás, al no enviar vapor de retorno a los tanques del buque, lo que provoca una depresión que hace peligrar el aislamiento de los tanques, ante lo que el Capitán, al no tener ninguna información al respecto desde la terminal, detiene la descarga para evitar grandes daños al buque. Puestos en comunicación con la terminal, ésta comunica que tiene un nivel de GNL tan bajo que no le funcionan los compresores y no puede devolver vapor al buque. Esta circunstancia demora la descarga y hace que la terminal reduzca su emisión a la red de gas de Barcelona, lo que posteriormente tuvo un efecto sobre la demanda de la zona, con cortes por baja presión.”*

A la vista de lo expuesto, parece que el fallo en la operación de la planta de regasificación se debió al bajo nivel de GNL en los tanques.

De acuerdo con la previsión de movimientos en las plantas de regasificación realizada por ENAGAS con la programación del 23 de febrero, estaba previsto descargar en la planta de Barcelona a lo largo del mes de marzo una cantidad total de 8.559 GWh de GNL, 7.564 GWh si se toman las programaciones de los comercializadores. Con las variaciones de programa, que se reflejaron en un nuevo programa el día 28 de febrero, la cantidad de GNL que se preveía descargar en Barcelona, de acuerdo con la previsión de movimientos de ENAGAS realizada en base a las programaciones de los agentes, pasó a 9.375 GWh.

La cantidad finalmente descargada en la planta de Barcelona, fue de 8.679 GWh de GNL según la información facilitada por ENAGAS, y 8.580 GWh según la información proporcionada por los distintos agentes.

Es decir, las cantidades finalmente descargadas fueron superiores a las programadas el 23 de febrero e inferiores a las previstas con la programación de 28 de febrero.

Tomando como referencia la programación del 23 de febrero que, de acuerdo con la información de ENAGAS, fue elaborada a partir de la información recibida hasta el día 20 y, por tanto, podemos tomarlo como programación vinculante, tenemos las siguientes diferencias diarias entre programación real y estimada:

Fecha mar-05		Programación agentes	Descargas reales agentes	Acumulado previsto	Acumulado real	Diferencia real/previsto
1	M	145	41	145	41	-104
2	X	-	377	145	418	273
3	J	133	500	278	918	640
4	V	-	108	278	1.026	748
5	S	1.130	736	1.408	1.762	354
6	D	-	115	1.408	1.877	469
7	L	-	529	1.408	2.406	998
8	M	771	141	2.179	2.547	368
9	X	253	93	2.432	2.640	208
10	J	275	285	2.707	2.925	218
11	V	240	640	2.947	3.565	618
12	S	-	69	2.947	3.634	687
13	D	-	435	2.947	4.069	1.122
14	L	550	374	3.497	4.443	946
15	M	630	172	4.127	4.615	487
16	X	-	69	4.127	4.683	556
17	J	700	282	4.827	4.966	138
18	V	450	150	5.277	5.115	-162
19	S	165	413	5.442	5.528	86
20	D	-	292	5.442	5.821	378
21	L	100	214	5.542	6.035	492
22	M	-	202	5.542	6.237	694
23	X	-	547	5.542	6.784	1.242
24	J	-	286	5.542	7.070	1.527
25	V	270	201	5.812	7.271	1.459
26	S	420	192	6.232	7.463	1.230
27	D	-	166	6.232	7.628	1.396
28	L	900	21	7.132	7.649	517
29	M	-	278	7.132	7.927	795
30	X	-	509	7.132	8.436	1.304
31	J	432	144	7.564	8.580	1.016
Total		7.564	8.580	7.564	8.580	1.016

Figura 28 Programación y descargas reales de barcos de marzo 2005. Planta de Barcelona.
Fuente: Transportistas y comercializadores.

Como se ve en la figura anterior, entre el día 1 de marzo y las 0:00 horas del día 10, se habían descargado en la planta de Barcelona 208 GWh más de lo reflejado en la programación. Y al final del día, esta diferencia había aumentado en 10 GWh más.

La cantidad finalmente descargada en el mes de marzo en la planta de Barcelona fue en más de 100 GWh superior a la prevista.

La programación del día 28, como ya se ha comentado, contaba con más GWh de GNL a descargar durante el mes de marzo en la planta de Barcelona. El informe de ENAGAS sobre los cortes de suministro de gas de marzo de 2005, describe algunas variaciones en las descargas de buques, sobre el programa del día 23 de febrero, que pudieron influir en los niveles de los tanques:

- En el programa del 23 se incluyó el buque Methane Artic previsto para el día 17 para reflejar una petición efectuada por ENAGAS a Gas Natural Aprovechamientos de 400 GWh para atender el mercado a tarifa. En ese momento, la petición de ENAGAS no había sido respondida por Gas Natural Aprovechamientos. Dicho barco se suprimió del programa el 25 de febrero. ENAGAS advierte que esa cantidad fue finalmente suministrada de forma adicional por el gasoducto del Magreb, sin embargo, para el día 17 la entrada por el Magreb programada por ENAGAS era de 202.9 GWh y la entrada real fue de 193,8 GWh.
- El 28 de febrero Iberdrola anunció la descarga de un barco adicional al programa del 23 de febrero, el Lalla Fatma N'Soumer, para el día 8 de marzo.
- El 1 de marzo, a petición de ENAGAS, Iberdrola adelanta en su programa la descarga del buque Ben Boulaid del día 11 al día 6.
- El viernes 4 de marzo, Iberdrola anuncia que la descarga del Lalla Fatma del día 8 se retrasaría hasta el día 10, ya que el barco está retenido en el mar de Mármara en Turquía por mal tiempo. Para mitigar el efecto del retraso, ENAGAS redistribuyó las descargas de los buques Havfru y Palmaria llevándolos a Barcelona.

Además, de la documentación aportada por los agentes se puede extraer la siguiente información:

- El sábado 5 de marzo, como consecuencia de las indicaciones recibidas de la Administración de Industria y Energía ese mismo día, acuerda el adelanto del buque Palmaria, previsto para el día 10, al día 8.
- La descarga de Gaz de France del 7 de marzo se realizó físicamente, a instancias de ENAGAS en la planta de Huelva, si bien las cantidades fueron reconocidas en la planta de Barcelona, que es la única planta donde Gaz de France dispone de capacidad de regasificación.

El incidente en la planta de Barcelona, que dejó sin gas a algunos consumidores de la zona, fue debido al bajo nivel de GNL en los tanques. La planta de Barcelona terminó el día con los tanques al 11% de su capacidad. Con la información sobre la programación de descargas previstas en la planta de Barcelona y el gran número de variaciones sobre la misma, no es posible señalar a los responsables de la escasez de GNL en los tanques. Sin embargo, las existencias de GNL en la planta de Barcelona, facilitadas por cada agente, sí permiten detectar qué agentes se encontraban con existencias negativas en esta planta. Se muestran en la figura 29 las existencias negativas de los días 9 a 11, el día del incidente y el anterior y el posterior, en la planta de Barcelona de los agentes que se encontraban en esta situación:

PLANTA DE BARCELONA EXISTENCIAS NEGATIVAS GNL (GWh)		
Mar. 2005		ENAGAS
9	X	-1.469
10	J	-1.374
11	V	-851

Figura 29. Sujetos con existencias negativas de GNL en la planta de Barcelona (9 a 11 de marzo de 2005).

Fuente: Sujetos del Sistema

ENAGAS es el único agente con existencias negativas en la planta de Barcelona en los días señalados. Al finalizar el día 10, contaba con unas existencias negativas de -1.374 GWh, equivalentes a dos barcos de unos 100.000 m³ de GNL cada uno.

Como se ha indicado con carácter general para el sistema gasista, el Gestor Técnico del Sistema debería haber declarado la no viabilidad de la programación de Enagás para el suministro en la planta de Barcelona, reclamando a Enagás una mayor aportación de GNL para cubrir su situación de desbalance.

QUINTO.- CONCLUSIONES

Una vez analizada la información aportada en el transcurso de este expediente, y de conformidad con lo expuesto, y con el contenido de la función décima de la Disposición Adicional Undécima, tercero, 1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, cabe extraer las siguientes conclusiones.

1. Los cortes de suministro que tuvieron lugar entre el 9 y el 18 de marzo de 2005 fueron debidos a una situación de escasez de gas en el sistema, y no a la insuficiencia de instalaciones de transporte.

La demanda no suministrada se estima en 641 GWh, de los cuales 100 GWh corresponden al mercado convencional, y el restante a la demanda para generación eléctrica.

2. La demanda real del mes de marzo, de 32.961 GWh, fue prácticamente igual a la demanda prevista (32.871 GWh). Sin embargo, durante la primera mitad de marzo la demanda real fue superior a la prevista, y en la segunda mitad de mes se dio la situación inversa, compensándose unas diferencias con otras y resultando una demanda mensual real aproximadamente igual a la prevista. La ola de frío de finales de febrero y principios de marzo se encuentra en el origen de las restricciones de suministro del mes de marzo de 2005.
3. En relación con el cumplimiento por parte de los agentes de la programación vinculante presentada para el mes de marzo, cabe destacar las siguientes modificaciones:

- Habiéndose programado 9.662 GWh para entrar por el Magreb en el mes de marzo, finalmente entraron 10.204 GWh, aproximadamente un 5,6% más de las cantidades programadas, correspondiendo a Gas Natural Comercializadora la mayoría de las aportaciones adicionales.
 - Las entradas por Larrau durante el mes de marzo (2.250 GWh) fueron prácticamente igual a las programadas (2.270 GWh), con una diferencia de lo real sobre lo programado de tan sólo un -0,9%.
 - La cantidad extraída de los yacimientos (221 GWh) fue un 43% superior a lo programado (155 GWh).
 - La cantidad de gas que se extrajo de los almacenamientos subterráneos (1.695 GWh) fue muy superior a lo programado (29 GWh), habiéndose utilizado los mismos al máximo posible durante el periodo de cortes de suministro.
 - Sobre los 22.507 GWh de GNL previstos para descargar en el mes de marzo, se descargaron, finalmente, 22.933 GWh, aproximadamente un 2% más que las cantidades programadas. Se producen numerosos cambios de barcos respecto a las fechas programadas, pero se mantienen en su mayoría las cantidades descargadas.
4. En relación con el cumplimiento por parte de los agentes de la programación vinculante de buques presentada para el mes de marzo, agente por agente, se han observado los siguientes incumplimientos:
- ENAGAS incluyó en el programa del 23 de febrero un Methane Artic para reflejar una petición efectuada por Enagás a Gas Natural Aprovisionamientos de 400 GWh, que no había sido atendida. Enagás retiró este buque en la programación del día 25 de febrero.
 - Gas Natural Comercializadora tenía programados 16 barcos a lo largo del mes de marzo, por una cantidad total de GNL de 8.207 GWh. La programación facilitada por Gas Natural Comercializadora varía significativamente respecto de la considerada por el Gestor Técnico del Sistema en cuanto a la distribución de barcos a lo largo del mes, aunque no en la cantidad mensual programada. La

realidad fue que se realizaron 16 descargas, con un total de 8.782 GWh descargados, un 7% más de lo previsto. En los primeros días de mes las descargas reales son inferiores a las programadas, pero a partir del día 5 de marzo aumentan las descargas siguiendo más o menos el programa, aunque las sustituciones de unos barcos por otros son numerosas. Como incidentes importantes conviene señalar que un buque Bayelsa de 870 GWh, programado para el día 14 no descargó, un Methania con 530 GWh tampoco descargó y tampoco lo hizo otro barco que tenía previsto descargar 88 GWh para Gas Natural Comercializadora. Esto se compensó con las descargas de dos buques no programados, un Methane Princess y un Bonny, los días 19 y 20 de marzo respectivamente, que introdujeron una cantidad total de 1.461 GWh.

- Iberdrola tenía programados 4.685 GWh, realizando 12 descargas durante el mes de marzo. De los barcos programados, el Lalla Fatma, de 970 GWh, incluido en la programación del 28 de febrero para el día 8, llegó dos días más tarde. A finales de mes, un Lagos previsto para descargar 170 GWh fue sustituido por un Port Harcourt que descargó 142 GWh. Sin embargo, la cantidad de GNL finalmente descargada por Iberdrola en marzo fue de 5.480 GWh, 795 GWh más de lo previsto, debido principalmente a cantidades descargadas por dos cargamentos spot entre el 12 y el 16 de marzo.
- Unión Fenosa Comercializadora tenía en la programación de 23 de febrero un barco de 878 GWh, que en la programación del 25 de febrero retrasó hasta el 15, y finalmente, se adelantó unos días a petición de ENAGAS y descargó los días entre los días 13 y 15 de marzo.
- Cepsa Gas Comercializadora tenía programados 980 GWh a descargar el día 8 de marzo, 500 GWh de ellos en la planta de Barcelona. Finalmente descargó un Havfru 193 GWh el día 2 y tres Hassi R'Mel los días 12-13, 24 y 29 de marzo, en total, 913 GWh. Las descargas reales se ajustan al programa dado por Enagás para Cepsa, que no coincide con el facilitado por la propia Cepsa.

- Endesa tenía programados dos barcos en el mes de marzo, con unas descargas totales de 835 GWh. El Havfru programado para descargar 185 GWh el día 3 se retrasó hasta el día 9. El Ben Boulaid programado para descargar 650 GWh el día 8, descargó 300 GWh los días 6 y 7 y 360 GWh más los días 12 y 13 de marzo. En total, se descargaron 852 GWh, algo más de lo programado, pero con retrasos importantes.
 - Gas de Euskadi Transporte, BBE y Naturgas tenían programados un barco el día 6 y otro el día 17. Ambos fueron sustituidos por otro dos barcos que descargaron las cantidades acordadas por cada comercializadora los días 7 y 18, respectivamente. Además, para el día 28 estaba previsto otro barco compartido por Naturgas y GET. Este barco fue sustituido por otro los días 29 y 30, que descargó para Naturgas la cantidad programada, pero no llegó a la programada por Gas de Euskadi Transporte. Debido a esto, de los 190 GWh programados para el mes de marzo, GET descargó 130 GWh.
5. El día 9 de marzo, día en que comienzan los cortes, los tanques de almacenamiento de GNL estaban al 28 % de su capacidad de almacenamiento (esto es, 1.961 GWh de GNL), destacando en particular los bajos niveles de la planta de Barcelona, que estaba al 14% de su capacidad.

ENAGAS disponía de una situación de existencias negativas de GNL de -2.438 GWh, mientras que el resto de agentes tenían unas existencias de GNL +5.223 GWh. Las existencias negativas de ENAGAS eran equivalentes a más de 4 barcos de 80.000 m³ de GNL, o a más de 10 días de demanda media de marzo del mercado a tarifa. En consecuencia, si ENAGAS precisaba utilizar GNL, tal como era el caso para el suministro a tarifa, hubiera debido aportar GNL hasta disponer de existencias positivas. La aportación de más GNL por parte de Enagás hubiera evitado los costes de suministro. Además, para resolver su déficit de existencias, ENAGAS empleó GNL de los comercializadores, ajeno a su propiedad, para el suministro al mercado a tarifa.

La situación de desbalance de ENAGAS se mantuvo durante todo el mes de marzo, sin que ENAGAS programase ningún barco de GNL para corregir su situación.

Con carácter puntual, presentan desbalances menores los siguientes agentes:

- Iberdrola contaba, el día 7 de marzo, con -23 GWh de existencias negativas en el CdG que aumentaron hasta -56 GWh el día 9. Esta cantidad supone un 40% de la demanda del atendida por Iberdrola ese día (138,3 GWh).
 - Endesa, por su parte, inició el mes de marzo con unas existencias negativas de -38 GWh, que llegaron a -47 GWh el día 3, lo que supone casi un 89% de la demanda atendida por Endesa ese día (53 GWh).
 - Naturgas comenzó a tener unas existencias negativas en AOT de -0,02 GWh el día 13 de marzo y fueron aumentando progresivamente hasta alcanzar -14,3 GWh el día 31 de marzo. Esta cantidad supone un 49% de la demanda del atendida por Naturgas e Hidrocantábrico ese día (29 GWh).
6. Los cortes de suministro de marzo de 2005 tuvieron como causa principal la escasez de existencias operativas de gas en el sistema, fundamentalmente GNL, siendo insuficiente la aportación de los almacenamientos subterráneos.
 7. El incidente en la planta de Barcelona, que dejó sin gas a algunos consumidores de la zona el día 10 de marzo de 2005, fue debido al bajo nivel de GNL en los tanques. Al finalizar el día 10, la planta de Barcelona tenía los tanques al 11% de su capacidad. ENAGAS era el único agente que se encontraba con existencias negativas en esta planta entre los días 9 y 11 de marzo, incluidos. Concretamente, el balance del día 10 de marzo para ENAGAS en la planta de Barcelona arrojaba unas existencias negativas de -1.374 GWh.
 8. La falta de existencias de GNL en el sistema, que originó los cortes de suministro de marzo, es atribuible a ENAGAS como responsable del suministro a tarifa, ya que

todos los agentes suministradores de gas para el mercado liberalizado, salvo los desbalances menores en el almacenamiento operativo de transporte ya apuntados, disponían de existencias de GNL para atender su demanda y estaban en situación de balance. La misma conclusión se obtiene para los cortes de suministro en Cataluña del día 10 de marzo de 2005, ya que ENAGAS es el único agente en situación de desbalance en la planta de regasificación de Barcelona.

Adicionalmente, de acuerdo con los datos de existencias aportados por Enagas, esta empresa no sólo se encontraba en situación de desbalance de GNL, sino que durante varios días de marzo se encontraba en situación negativa de existencias en el conjunto del sistema gasista.

9. El Gestor Técnico del Sistema, en el ejercicio de sus funciones de control y supervisión del nivel de garantía de abastecimiento de gas natural, debería haber declarado la no viabilidad de la programación de Enagás para el suministro a tarifa del mes de marzo, reclamando a Enagás una mayor aportación de GNL para cubrir su situación de desbalance, en aplicación de las mismas exigencias requeridas a los comercializadores para validar su programación.

SEXTO.- RECOMENDACIONES.

Teniendo como precedente la Resolución de esta Comisión sobre los cortes de suministro de gas natural en diciembre de 2004, una vez analizada la información aportada en el transcurso de este expediente se propone la siguiente Recomendación, con el objeto de evitar que esta situación se vuelva a repetir en el futuro:

1. *Aumento de la capacidad de almacenamiento subterráneo y de GNL*

En relación con la capacidad de almacenamiento de GNL, están en construcción las terminales de Sagunto y Mugaros, así como las ampliaciones de tanques de Barcelona, Cartagena y Huelva, por lo que el sistema dispondrá de mayor capacidad de almacenamiento de GNL en los próximos años, aunque es necesario que se

cumplan los plazos previstos en la planificación para la puesta en funcionamiento de estas infraestructuras.

Como ya indicó la CNE en su último informe marco, la reducida capacidad de almacenamiento subterráneo es uno de los problemas del sistema gasista español, ya que el desarrollo de nuevos almacenamientos es una actividad que requiere fuertes inversiones y largos periodos de tiempo de investigación y desarrollo.

El fuerte crecimiento esperado de la demanda de gas requiere ser complementado con un desarrollo equivalente de la capacidad de almacenamiento, crecimiento que no se está produciendo en la actualidad, lo que puede agravar el déficit de capacidad de almacenamiento de nuestro sistema, teniendo en cuenta la dependencia externa de nuestros aprovisionamientos de gas.

En este sentido no parece probable que los almacenamientos de Reus, Sariñena y Santa Bárbara estén en funcionamiento en las fechas previstas en la planificación.

Por ello, se recomienda considerar como prioritarios en la próxima revisión de la planificación el desarrollo de los proyectos con más posibilidades de éxito: el almacenamiento de Amposta, así como la conversión en almacenamientos de los yacimientos del valle del Guadalquivir.

También deberían considerarse como prioritarios la ampliación de la capacidad de inyección y sobre todo de extracción de los almacenamientos subterráneos existentes, que permitan tener disponible el gas natural almacenado para hacer frente a contingencias externas a nuestro sistema gasista.

Respecto al resto de las recomendaciones que se hicieron en la Resolución mencionada, cabe señalar que ya ha tenido lugar la aprobación y publicación en el BOE, en fecha 11 de octubre de 2006, de la Orden ITC 3126/2005 de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista. Dicha normativa aumenta la transparencia en la gestión del sistema, al obligar a la publicación de abundante

información relacionada con la operación del sistema, de manera que todos los usuarios del sistema pueden conocer su estado real de funcionamiento. Además, en esta normativa se contemplan las situaciones de desbalance de existencias de GNL del tipo de las analizadas en este informe, y se definen los efectos económicos para los sujetos responsables. Esta normativa viene a cubrir un vacío normativo preexistente, y deberían ser capaces de evitar en un futuro estas situaciones de desbalance.