



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME SOBRE EL EXPEDIENTE INFORMATIVO ACERCA DE LOS CORTES DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN DICIEMBRE DE 2004

13 de octubre de 2005

ANTECEDENTES	1
FUNDAMENTOS DE DERECHO	9
PRIMERO.- SOBRE LA COMPETENCIA DE LA CNE	9
SEGUNDO.- NORMATIVA APLICABLE	10
TERCERO.- DESCRIPCIÓN DE LOS HECHOS	17
1 INFORME DEL GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA SOBRE LOS CORTES DE DICIEMBRE DE 2004	
17	
2 LA DEMANDA INTERRUMPIDA	20
CUARTO.- ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA Y DEL COMPORTAMIENTO DE LOS AGENTES	25
1 OPERACIÓN DEL SISTEMA	25
1.1 PREDICCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL.....	25
1.2 COMPARACIÓN DE LA DEMANDA PREVISTA CON LA DEMANDA REAL.....	28
1.3 CRITERIOS DE ACTUACIÓN DE ENAGAS PARA EL INVIERNO 2004-2005	30
1.4 CAPACIDAD DEL SISTEMA GASISTA.....	35
1.5 ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL.....	36
1.5.1 Entradas por conexiones internacionales	36
1.5.2 Descargas de buques de GNL.....	41
1.5.3 Existencias de GNL en las plantas de regasificación.....	46
2 COMPORTAMIENTO DE LOS AGENTES DE SISTEMA	50
2.1 LOS AGENTES DEL SISTEMA: CUOTA DE MERCADO.....	50
2.2 OBLIGACIONES DE SUMINISTRO, EXISTENCIAS Y BALANCES EN DICIEMBRE DE 2004.....	51
2.3 MOVIMIENTOS DE GAS DE LOS AGENTES DEL SISTEMA EN DICIEMBRE 2004.	54
2.3.1 Transportistas	54
2.3.2 Comercializadores	57
2.3.3 Desbalances de gas.....	71
QUINTO.- CONCLUSIONES	78
SEXTO.- RECOMENDACIONES	81
SÉPTIMA.- PROPUESTA DE ACTUACIÓN	86

INFORME SOBRE EL EXPEDIENTE INFORMATIVO ACERCA DE LOS CORTES DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN DICIEMBRE DE 2004

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 diciembre de 2004, 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.

ANTECEDENTES

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 al 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, 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.

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. El 9 de febrero de 2005, visto el informe de ENAGAS, de 14 de enero, sobre la situación del sistema gasista español en el mes de diciembre y las causas que dieron lugar a ordenar la suspensión de suministros interrumpibles y su documentación complementaria, la Dirección de Gas de la CNE solicita a ENAGAS la información requerida anteriormente con fecha 10 de diciembre de 2004 y no incluida en dicho informe.
20. Con fecha 11 de febrero de 2005, se recibe escrito de Iberdrola notificando la negativa de ENAGAS a atender una solicitud de información en relación con los cortes de suministro de diciembre 2004, indicando al respecto que un informe detallado de la situación ha sido remitido, junto a la documentación complementaria, a la Secretaría General de Energía y a la CNE. En su escrito, Iberdrola solicita a la CNE que le dé

acceso al informe de ENAGAS, que se le tenga por parte interesada y que se le dé traslado de las actuaciones practicadas en el procedimiento que pueda estar tramitando la CNE.

21. En la misma línea, con fecha 14 de febrero de 2005 la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), como representante de las empresas afectadas integradas en dicha asociación, envía un escrito a la Comisión Nacional de Energía en relación a las interrupciones del suministro de gas natural ocurridas en el pasado mes de diciembre. En dicho escrito, UNESA informa de que el Gestor Técnico del Sistema se ha negado a atender su solicitud de información en relación con diversos aspectos de operación del sistema en los días de corte y los dos meses anteriores, alegando la remisión de un informe detallado a la CNE y a la Secretaría General de Energía. UNESA solicita a la CNE que se le considere como parte interesada en el expediente y que se le permita acceso al informe que elabore la CNE al respecto.
22. El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión celebrada el día 17 de febrero de 2005, acordó que la Dirección de Gas reiterara al GTS la solicitud de información formulada con fecha 9 de febrero de 2005 instando su envío antes del día 23 de febrero de 2005.
23. El 23 de febrero de 2005, entra en la CNE nueva información de ENAGAS en relación con los cortes de suministro de diciembre de 2004, como contestación a la solicitud de la CNE de 9 de febrero.
24. El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión celebrada el día 24 de febrero de 2005, acordó la iniciación de un expediente informativo en relación con las restricciones de suministro de gas natural acaecidas durante el mes de diciembre de 2004.
25. El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión celebrada el día 17 de marzo de 2005, aprobó la propuesta de actuaciones del expediente informativo sobre las restricciones de suministro de gas natural acaecidas

durante el mes de diciembre de 2004. En dicha propuesta de actuaciones, se propone declarar no confidencial el informe facilitado por ENAGAS, salvo el anexo 8 que contiene datos de clientes y caudales contratados y enviar copia a todas las empresas transportistas y comercializadoras que aprovisionan de gas al sistema gasista o utilizan las entradas del mismo, como partes interesadas en el expediente. Asimismo se propone enviar, a estas mismas empresas, copia de la información adicional enviada por ENAGAS, con fecha 23 de febrero de 2005, por requerimiento de la CNE, que completa el informe anterior, y solicitarles información

26. Por medio de escrito de la CNE, de fecha 22 de marzo 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 diciembre de 2004, adjuntando copia de la información facilitada por ENAGAS. En la misma carta, se solicita información relativa a programaciones y movimientos reales de gas con detalle diario para el mes de diciembre de 2004.
27. Con fecha 12 de abril 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 22 de marzo de 2005.
28. Con fecha 14 de abril de 2005, a la vista del escrito de IBERDROLA, el órgano instructor realizó una diligencia para ampliar el plazo para la contestación hasta el 21 de abril de 2005, inclusive.
29. A lo largo del mes de abril 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.
30. Con fecha 26 de abril de 2005 se remite a UNESA escrito de contestación a su carta de 14 de febrero en el que se le informa de las actuaciones realizadas, se le notifica

que sus empresas asociadas afectadas ya disponen de la información requerida y se le invita a aportar toda la documentación que considere relevante.

31. Con fecha 17 de mayo de 2005 se envió a ENAGAS nueva solicitud de información, necesaria para la resolución del expediente. A dicha solicitud se adjuntaban unas tablas de datos que debía rellenar ENAGAS.
32. El 2 de junio de 2005, tiene entrada en la CNE escrito de ENAGAS respondiendo parcialmente a la solicitud de información de la CNE de 17 de mayo.
33. Con fecha 7 de junio de 2005, la CNE envió escrito a ENAGAS requiriendo algunas aclaraciones en relación con la información recibida el 2 de junio de 2005, y solicitando que ajustaran la información a los formatos entregados por la CNE, rellenando las tablas facilitadas.
34. Con fecha 17 de junio de 2005 se registra en la CNE escrito de ENAGAS con las aclaraciones solicitadas con fecha de 7 de junio.

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 diciembre de 2004, 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.

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.”

“i) 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.”*

A falta de la versión definitiva de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, que se encuentran pendientes de aprobación por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el capítulo 13 de la versión de febrero de 2004 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, 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 imprevisto 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 lograra 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 DICIEMBRE DE 2004

En este apartado se resume el informe del Gestor Técnico del Sistema de fecha 14 de enero 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, en el mes de octubre de 2004 comenzaron a manifestarse los primeros síntomas de tensión en la cobertura de la demanda del invierno.

El GTS indica, en primer lugar, que una parte importante de las existencias de gas reconocidas como integrantes de los almacenamientos operativos de las comercializadoras se encontraba realmente almacenada en los almacenamientos subterráneos, estando por tanto limitada su disponibilidad por la capacidad de estas instalaciones.

En segundo lugar, los precios internacionales eran muy superiores a los que existían en el mercado español, originando desvíos de barcos hacia otros mercados. A ello se unía el que las reglas relativas a la gestión del sistema y a la programación de aprovisionamientos aún no están aprobadas, lo que dificulta la gestión operativa del sistema gasista.

En tercer lugar, en relación con años anteriores, la capacidad de intervención de ENAGAS para paliar desajustes del sistema gasista había disminuido en la proporción de la participación actual del mercado a tarifa, esto es, a niveles del 20% de la aportación total de gas.

El primer programa disponible para el mes de diciembre, fechado el 20 de octubre, presentaba un déficit de aportaciones al sistema cifrado en 4.248 GWh. Contando con

una extracción de 2.024 GWh (equivalente a la cifra antes citada de 70 GWh/día), el resultado era un déficit de 2.477 GWh. Ante ello, ENAGAS declaró la inviabilidad del programa.

La viabilidad o inviabilidad de un programa determinado, vista con un mes de antelación, viene marcada por el nivel de existencias finales del mes en su conjunto. Sumando a las existencias iniciales las aportaciones de gas y, en su caso, la extracción (o restando la inyección, según proceda), y deduciendo de todo ello la demanda prevista, las existencias finales deben alcanzar un nivel que asegure la operatividad del sistema; en tal caso, el programa es viable y, si no es así, se rechaza. Ese mismo ejercicio, pero ya dentro del mes concreto de que se trate, se puede realizar con las existencias diarias. Así, los primeros programas rechazados por ENAGAS lo fueron por dar lugar a un nivel de existencias insuficientes a final de mes; sin embargo, la inviabilidad del programa de 10 de diciembre se cimentó en la insuficiencia de existencias de gas no ya a final de mes sino durante la semana crítica del 13 al 20 de diciembre.

Según el informe del GTS, el mes de noviembre transcurrió, dentro de lo señalado, con normalidad, si bien con un crecimiento de la demanda del 28% respecto del año anterior. Pese a ello, estaba dentro de los parámetros admisibles y de las previsiones de ENAGAS.

A finales del mes de noviembre, una avería en la central de generación eléctrica de Ascó, en Tarragona, obliga a poner en marcha las centrales térmicas convencionales, con un consumo de gas no previsto que se estimó en 700 GWh mensuales; por otra parte, Iberdrola anunció que retiraba del mercado libre algunas de sus centrales de ciclo combinado y se integraban en el mercado a tarifa, de modo que se producía un incremento no previsto de demanda a tarifa, con la consiguiente necesidad de buscar aprovisionamiento para esta nueva demanda, pero al mismo tiempo desaparecía, del programa global del mes, la cantidad de gas que Iberdrola iba a aportar al sistema para el consumo de esas centrales.

Dada la situación del sistema gasista, el día 2 de diciembre ENAGAS remitió a las autoridades administrativas una carta en la que, como se ha comentado en los

antecedentes de este informe, 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.

Finalmente, concluye diciendo que la disminución brusca del caudal de gas natural que entra en España procedente del gasoducto del Magreb, que comenzó el día 8 de diciembre por la tarde, imputable en principio a un fallo en una Estación de Compresión en Argelia (aunque ENAGAS manifiesta no haber podido confirmar las causas reales de la disminución) hizo que ENAGAS adoptara la decisión de interrumpir ciertos consumos.

Concretamente, entre los días 13 y 19 de diciembre de 2004 tuvieron lugar cortes de suministro de gas natural a clientes industriales interrumpibles, a centrales térmicas convencionales de producción eléctrica y a centrales de ciclo combinado. Los estudios efectuados por ENAGAS concluyen que el efecto del corte en el sector industrial se puede cifrar, con una alta precisión, en 255 GWh, mientras que los consumos eléctricos habrían oscilado entre 529 y 787 GWh. Sumando ambos, el resultado da un consumo no atendido entre 784 GWh y 1.042 GWh.

Los cortes de suministro continuaron hasta el día 24 de diciembre para las centrales en pruebas y para las centrales térmicas convencionales. El día 24 de diciembre fueron levantadas totalmente las restricciones.

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

- *Los cortes de suministro fueron debidos a una situación puntual de escasez de gas en el sistema, y no a la insuficiencia de infraestructuras. Todos los balances del mes muestran una insuficiente aportación de gas al sistema.*

- *La situación a principios del mes de diciembre era extremadamente ajustada, con unos compromisos de aportación por parte de las compañías comercializadoras que apenas servían para cubrir sus balances, y concentrados mayoritariamente al final de diciembre. Ello dejaba en una situación de máxima dificultad la operación del sistema durante los días centrales del mes.[...]*
- *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 posteriores al 13 de diciembre de 2004.*

El informe de ENAGAS se acompaña de una extensa información, en doce 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 diciembre de los agentes que aprovisionan gas al sistema (comercializadoras para sus clientes y ENAGAS para el suministro a tarifa).

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 36 GWh/día, se cortó su suministro por completo entre los días comprendidos entre el 13 y 19 de diciembre. Algunas centrales térmicas de ciclo combinado sufrieron una restricción total de las entregas de gas entre los días 13 y 18 de diciembre; para otras, el corte de suministro se prolongó hasta el 24 de diciembre. Las centrales térmicas convencionales, en su mayoría, fueron limitadas a los consumos firmes necesarios, en cada caso, para arranques y paradas entre los días 13 y 23 de diciembre, siendo atendidos únicamente los casos puntuales indicados por REE.

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 dic-04 (días 13 al 23, incluidos)		
	GWh	GWh
Industrial interrumpible	255	
Sector eléctrico	529	787*
Total corte	784	1.042

* Valoración del corte considerando las solicitudes de modificación en la programación de las centrales eléctricas para cubrir la parada de Ascó, del 23 de noviembre al 15 de diciembre.

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

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.

El mapa de las centrales de ciclo combinado a gas natural, a 1 de diciembre de 2004, era el siguiente:

[CONFIDENCIAL]

Figura 3. Mapa de CCGT en operación comercial y en pruebas en diciembre de 2004
Fuente: ENAGAS, CNE.

En la fecha en que se produjeron los cortes de suministro había 17 grupos en operación comercial y 7 grupos en pruebas, geográficamente distribuidos como se representa en la figura anterior.

De acuerdo con el Informe que emite ENAGAS, como GTS, sobre la situación del sistema gasista español en el mes de diciembre, y las causas que dieron lugar a ordenar la suspensión de suministros interrumpibles, *“los principios seguidos por Enagás en la toma de decisiones de corte, en el procedimiento, y en el seguimiento posterior, fueron los siguientes:*

g) Aplicación igualitaria de todos los mecanismos de interrumpibilidad que el sistema gasista admite hoy en día: los suministros interrumpibles a tarifa, los suministros a clientes ATR incluidos en las relaciones enviadas al Gestor al amparo del artículo 16 del RD 1716/2004, y en el ejercicio de los derechos que Enagás tenía a su favor en los contratos ATR de ciclos combinados en períodos de pruebas.”

Tanto la demanda industrial como la de las centrales térmicas convencionales que sufrieron cortes durante el mes de diciembre, poseen contratos de suministro a tarifa de carácter interrumpible. Según las cartas de ENAGAS de notificación de cortes a los afectados: *“los clientes no han sido elegidos individualmente por el GTS, sino que integran la relación de consumidores cualificada notificada a CORES y al GTS de conformidad con el artículo 16 del RD 1716/2004, por tanto son susceptibles de interrupción, con un preaviso de 24 horas, en caso de escasez de gas en el sistema.”*

En relación con el procedimiento seguido para adoptar la decisión de interrupción, el informe de Enagás manifiesta que el día 10 de diciembre la situación del sistema *“fue transmitida al Secretario General de Energía en una reunión mantenida el día 10 de diciembre. Inmediatamente, se ordenaron los cortes de suministro, para lo cual, y previamente, se había contactado con REE, con el fin de determinar qué cortes de centrales de generación eran posibles sin afectar al mercado eléctrico.”*

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

Días de interrupción	Demanda Prevista PO 1-dic	Demanda Atendida PO 26-dic
----------------------	------------------------------	-------------------------------

Días de interrupción	Demanda Prevista PO 1-dic	Demanda Atendida PO 26-dic
13-12-04	1.196	1.060
14-12-04	1.231	1.079
15-12-04	1.235	1.066
16-12-04	1.230	1.060
17-12-04	1.229	1.035
18-12-04	920	822
19-12-04	845	804
20-12-04	1.180	1.103
21-12-04	1.209	1.209
22-12-04	1.168	1.218
23-12-04	1.116	1.140

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

La máxima demanda diaria atendida en este período fue de 1.218 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 diciembre no fueron causadas por la falta de capacidad en la red de transporte. Así lo demuestra el funcionamiento del sistema en fechas anteriores y posteriores 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 considerablemente el valor de la máxima demanda atendida durante el mes de diciembre. Concretamente, la demanda total de gas natural del día 27 de enero fue un 20,5% superior a la máxima registrada durante el mes de diciembre (día 1, anterior al período de restricciones). 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 Cartagena, 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 entre los meses de diciembre de 2004 y enero de 2005 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
Variación del día 27-01-05 respecto al día 01-12-04 (%)	21,0%	-0,2%	23,4%	19,1%	20,5%

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 diciembre de 2004, ya que, por analogía, tal falta de capacidad debería haber causado, con mayor razón, cortes de suministro en fechas anteriores y posteriores 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

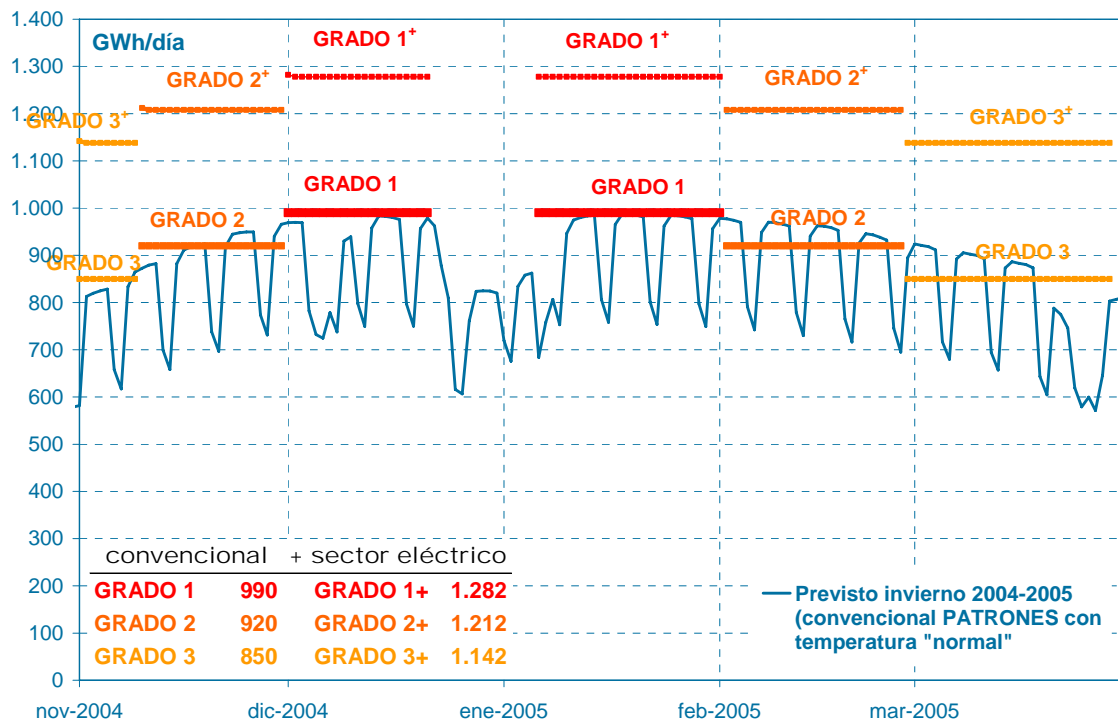


Figura 6. Previsión demanda convencional + sector eléctrico invierno 2004-2005.
Fuente: ENAGAS. Presentación 27 de octubre de 2004.

- 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:

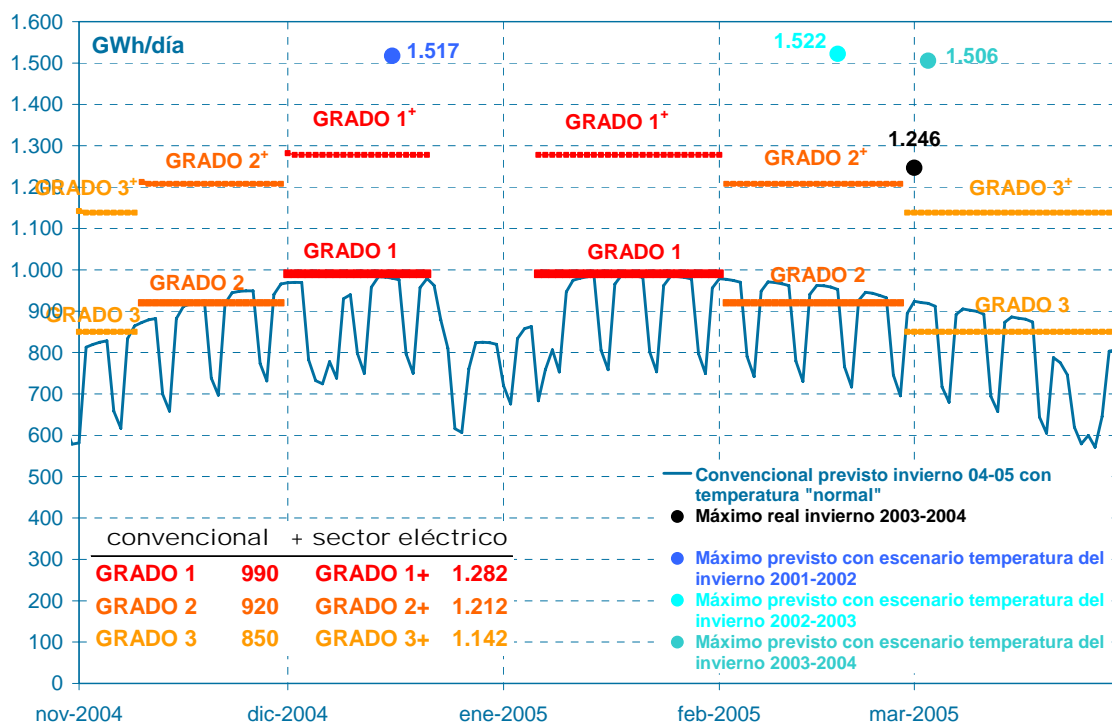


Figura 7. Impacto ola de frío invierno 2004-2005 en la demanda.
Fuente: ENAGAS. Presentación 27 de octubre de 2004.

- 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:

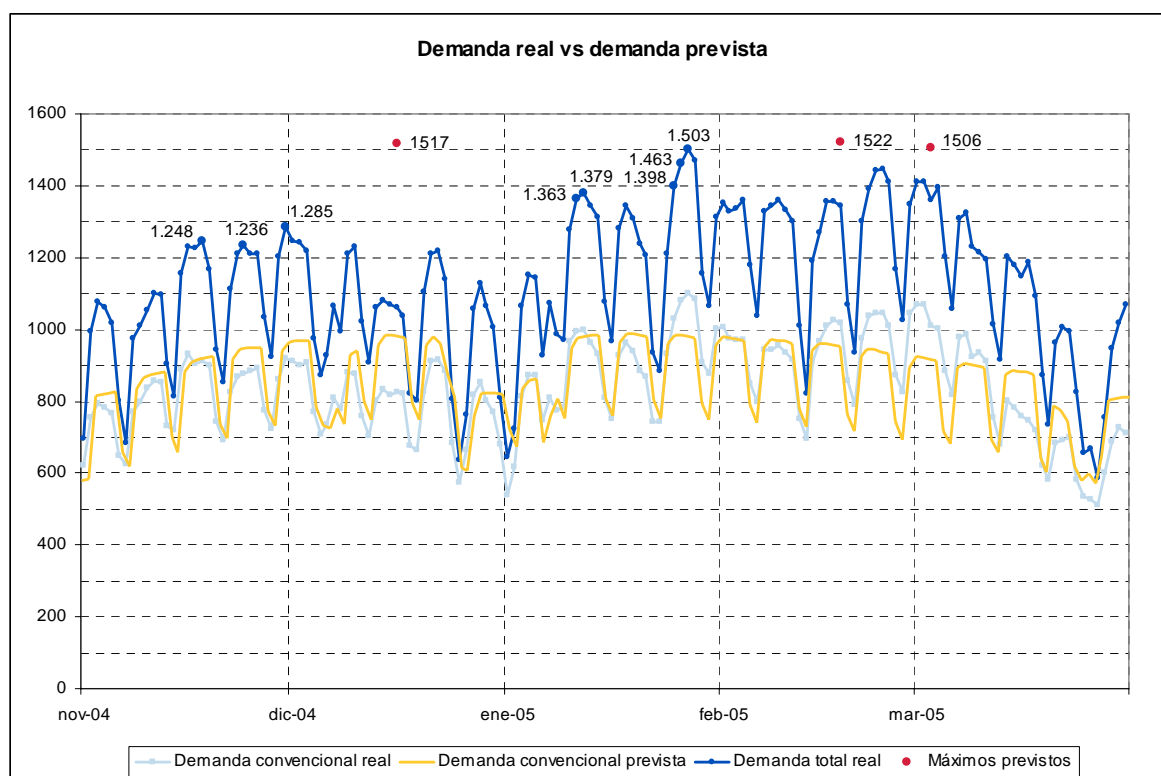


Figura 8. Demanda diaria real frente a demanda prevista. Invierno 2004-2005
 Fuente: ENAGAS, CNE

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) Dic-04	Prevista (22-nov)	Real (% sobre previsto)	Restricciones	Real + restricciones (% sobre previsto)
Convencional	26.273	25.492 (-3,0%)	255	25.747 (-2,0%)
Eléctrica	6.773	6.208 (-8,3%)	529 ÷ 787	6.737 ÷ 6.995 (-0,5 ÷ 3,3)
Total	33.047	31.700 (-4,1%)	784 ÷ 1.042	32.484 ÷ 32.742 (-1,7 ÷ -0,9)

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 diciembre fue, en general, inferior a la demanda 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 diciembre, 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:

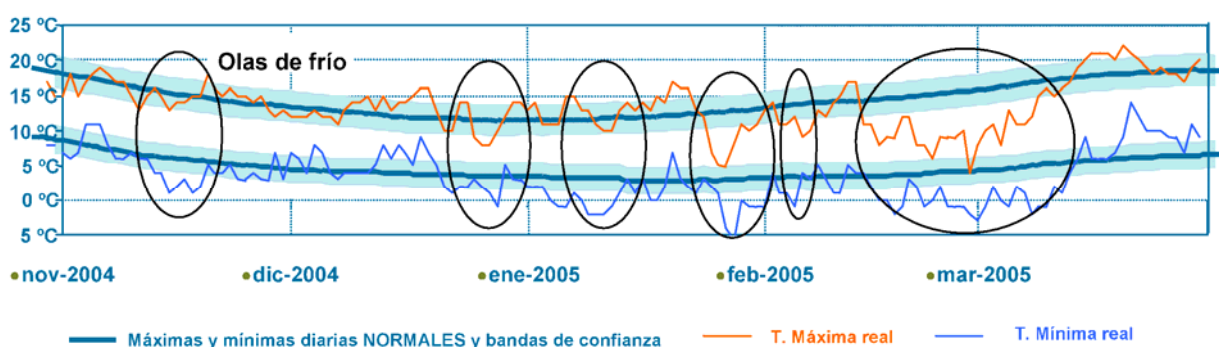


Figura 10. Impacto ola de frío invierno 2004-2005 en la demanda.
 Fuente: ENAGAS. Presentación 12 de mayo de 2005.

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 tuvo 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 está sucediendo en la actualidad 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 reanuda 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</p> <p>(**) Capacidades punta de Barcelona sostenible durante 5 días consecutivos</p> <p>(***) 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 diciembre de 2004 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 diciembre se representan en la siguiente figura:

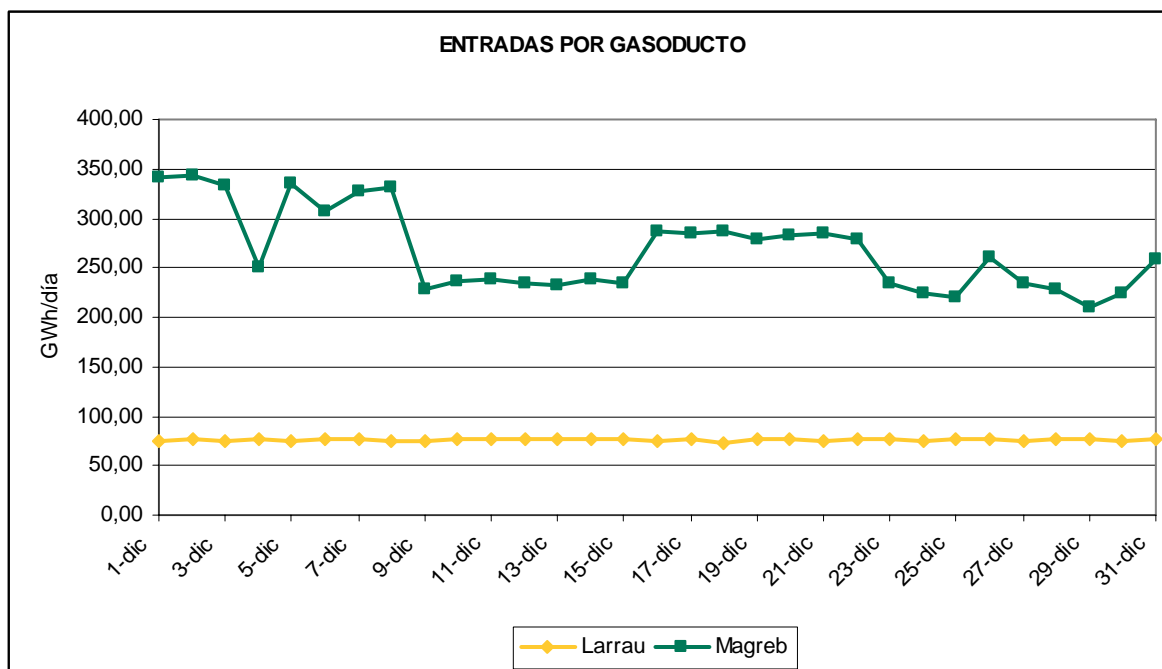


Figura 13. Entradas de gas por conexiones internacionales. Diciembre-2004
Fuente: ENAGAS.

La entrada de gas por el gasoducto de Larrau se ha mantenido constante en torno a un valor de 76 GWh/día, que representa el 82% 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 y Gaz de France Comercializadora, como usuarios de esta entrada, la cantidad de gas que entró por Larrau durante el mes de diciembre (2.349,91 GWh) fue prácticamente igual a la programada (2.376,01 GWh), con una diferencia de lo real sobre lo programado de tan sólo un 1,1%.

La entrada de gas a través del gasoducto del Magreb, se redujo bruscamente de manera puntual el día 4 de diciembre y de forma continuada a partir día 9 de diciembre. Esta última caída es la que refleja el informe de ENAGAS sobre los cortes de diciembre: "El

programa contaba, para su viabilidad, con un caudal procedente del Magreb de 350 GWh/día de acuerdo con lo programado por Gas Natural. Ese caudal estaba entrando en España con normalidad desde mediados del mes de noviembre. Pero el día 8 de diciembre por la tarde se produjo una brusca caída del flujo, imputable en principio a un fallo en la Estación de Compresión de Argelia, que dio lugar a una minoración del caudal en 120 GWh/día, reduciéndose el mismo a 230 GWh/día.”

De acuerdo con la información aportada por Gas Natural Comercializadora, las incidencias en el gasoducto del Magreb se derivaron de fallos en la Estación de Compresión SC3 ubicada en Argelia, que paró durante 21 horas por problemas técnicos el día 3 de diciembre (lo que explica la caída puntual de caudal de la figura 13), durante 10 horas el 6 de diciembre y definitivamente el 8 de diciembre, desconociéndose en ese momento el alcance real de la incidencia y la duración de la misma.

De acuerdo con la publicación de capacidades de ENAGAS en octubre de 2004, la capacidad nominal del gasoducto del Magreb para el último trimestre de 2004 era de 209 GWh/día, aumentando dicha capacidad hasta 306 GWh/día a partir del primer trimestre de 2005. Se indica además que *“En la hipótesis de una limitación en la emisión de la planta de Huelva, podría considerarse una capacidad suplementaria del GME de aproximadamente 31,86 GWh/día compatible, en cada caso, con la limitación de transporte antes citada.”* En la publicación de capacidades de enero de 2005, la capacidad nominal del gasoducto del Magreb es de 355 GWh/día para el año 2005 y siguientes. En cualquier caso, la ampliación de capacidad del gasoducto del Magreb no estaba disponible hasta enero de 2005, conforme a las publicaciones de capacidad de ENAGAS y sin embargo, como explica el informe del GTS dicha capacidad ya se venía utilizando desde mediados de noviembre, lo que parece significar que la ampliación de la instalación estaba en pruebas y, sin embargo, se estuvo programando considerándola como totalmente operativa, con el consiguiente riesgo que ello supone.

Por otra parte, según publica Gas Natural en su página Web, la ampliación de capacidad del gasoducto del Magreb hasta los 136.000 GWh contractuales entró en operación en

febrero de 2005, con el gas procedente del nuevo contrato de suministro procedente de In Salah (Argelia).

El gasoducto fue programado a 325,48 GWh /día, según lo declarado por Gas Natural Comercializadora (122,58 GWh/día) y por ENAGAS (202,9 GWh/día), esto es, un 56 % por encima de la capacidad nominal publicada en octubre de 2004 y un 35% por encima de su capacidad máxima (209 GWh/día de capacidad nominal más 31,86 GWh/día de capacidad suplementaria). Las entradas diarias reales por el gasoducto del Magreb, de acuerdo con la información facilitada por Gas Natural Comercializadora y ENAGAS como usuarios de esta entrada para la resolución de este expediente, se detalla a continuación:

Magreb					
		Capacidad nominal			
		209 GWh/día hasta 31-dic-04 306 GWh/día desde 1-ene-05 (según publicación oct-04) 355 GWh/día desde 1-ene-05 (según publicación ene-05)			
GWh Fecha	Entrada de gas	% sobre cap. nominal (209 GWh/día)	% sobre cap. máxima (241 GWh/día)	% sobre cap. nominal (306 GWh/día)	% sobre cap. nominal (355 GWh/día)
1-dic-04	345,98	165%	144%	113%	98%
2-dic-04	345,63	165%	143%	113%	97%
3-dic-04	297,65	142%	124%	97%	84%
4-dic-04	275,55	132%	114%	90%	78%
5-dic-04	348,08	166%	145%	114%	98%
6-dic-04	294,70	141%	122%	96%	83%
7-dic-04	342,77	164%	142%	112%	97%
8-dic-04	287,18	137%	119%	94%	81%
9-dic-04	224,14	107%	93%	73%	63%
10-dic-04	237,33	113%	99%	78%	67%
11-dic-04	234,67	112%	97%	77%	66%
12-dic-04	230,06	110%	96%	75%	65%
13-dic-04	233,88	112%	97%	77%	66%
14-dic-04	237,43	113%	99%	78%	67%
15-dic-04	252,63	121%	105%	83%	71%
16-dic-04	284,28	136%	118%	93%	80%
17-dic-04	283,79	136%	118%	93%	80%
18-dic-04	283,09	135%	118%	93%	80%

Magreb					
		Capacidad nominal <ul style="list-style-type: none"> 209 GWh/día hasta 31-dic-04 306 GWh/día desde 1-ene-05 (según publicación oct-04) 355 GWh/día desde 1-ene-05 (según publicación ene-05) 			
GWh Fecha	Entrada de gas	% sobre cap. nominal (209 GWh/día)	% sobre cap. máxima (241 GWh/día)	% sobre cap. nominal (306 GWh/día)	% sobre cap. nominal (355 GWh/día)
19-dic-04	276,67	132%	115%	91%	78%
20-dic-04	282,73	135%	117%	93%	80%
21-dic-04	280,12	134%	116%	92%	79%
22-dic-04	274,39	131%	114%	90%	77%
23-dic-04	230,68	110%	96%	75%	65%
24-dic-04	224,54	107%	93%	73%	63%
25-dic-04	217,83	104%	90%	71%	61%
26-dic-04	253,06	121%	105%	83%	71%
27-dic-04	252,68	121%	105%	83%	71%
28-dic-04	212,91	102%	88%	70%	60%
29-dic-04	208,19	99%	86%	68%	59%
30-dic-04	235,76	113%	98%	77%	66%
31-dic-04	256,24	122%	106%	84%	72%

Figura 14. Entrada de gas por el gasoducto del Magreb. Diciembre 2004

Fuente: ENAGAS.

Si se analizan los datos de la tabla anterior, se ve que el gasoducto del Magreb estaba siendo utilizado muy por encima de su capacidad nominal y hasta un 45% de su capacidad máxima considerando limitaciones de transporte en la planta de Huelva, que el 1 de diciembre se encontraba con los tanques llenos al 47% y fue disminuyendo progresivamente su nivel de llenado hasta alcanzar un 11% el día 9 de diciembre.

La entrada de gas por el gasoducto del Magreb en el mes de diciembre estuvo muy por debajo de la cantidad programada debido al fallo en la Estación de Compresión SC3 ubicada en Argelia, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Magreb				
	Programado (GWh)	Real (GWh)	Diferencia (GWh)	% real sobre previsto
Gas Natural Comercializadora	3.800	2.033	- 1.767	- 46,5 %
ENAGAS	6.290	6.211	- 79	- 1,3 %
Total	10.090	8.244	-1.846	- 18,3 %

Figura 15. Programación del Magreb y entradas reales. Diciembre 2004.
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:

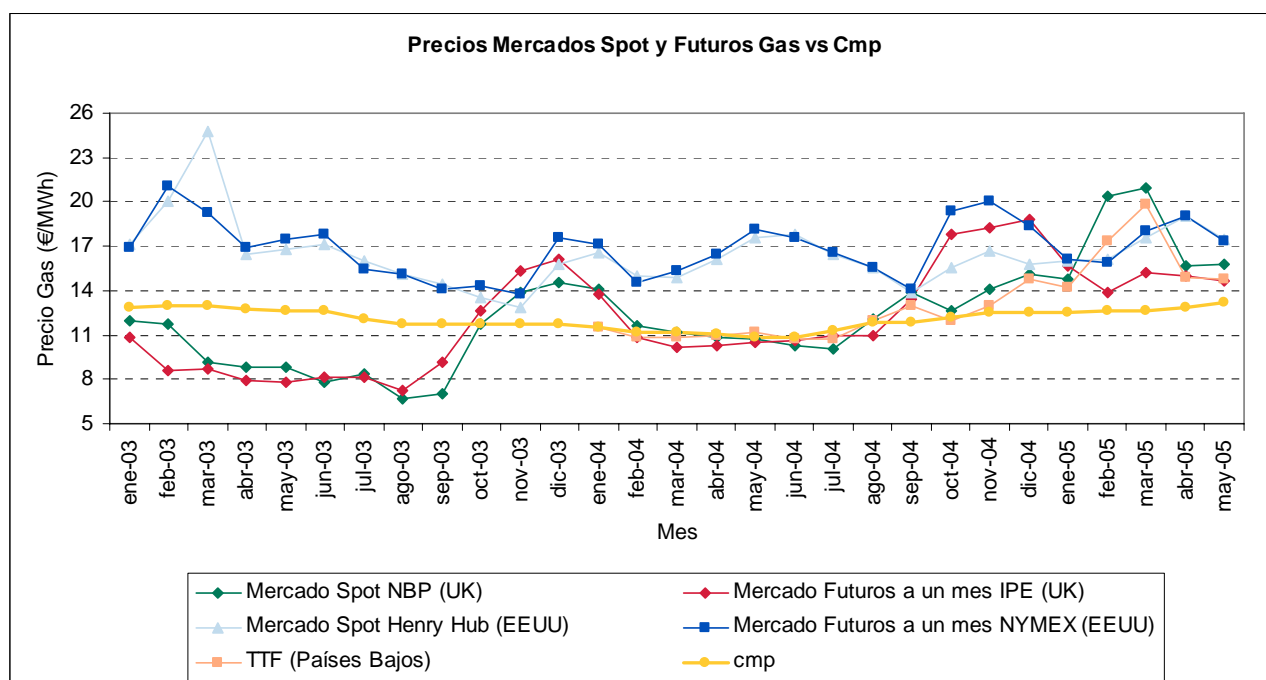


Figura 16. Precios Mercados Spot y Futuros de gas vs Cmp
Fuente: Fuente: Platts, World Gas Intelligence, Órdenes ECO/ITC

En este nuevo contexto de precios del gas, es necesario destacar, en el ámbito internacional, el importante papel que ha tenido el gas natural licuado durante el pasado invierno. Los desvíos del gas destinado originalmente a España hacia la costa este de EE.UU., que vienen realizándose debido básicamente al creciente diferencial de precios entre los indicadores principales de precios spot y el cmp, pueden haber contribuido a las bajas existencias de GNL en las plantas de regasificación españolas durante el mes de diciembre.

De los 17.518 GWh de GNL previstos para descargar en el mes de diciembre, sólo se descargaron, por los diferentes motivos, 16.767 GWh, aproximadamente un 4% menos que las cantidades programadas.

En la figura siguiente, se muestra una tabla con la programación de buques según la programación vinculante para el mes de diciembre de 2004, así como las fechas de descarga real de los mismos, señalando con flechas los retrasos y/o adelantos sobre la programación:

Fecha Dic. 2004	GAS NATURAL COMERCIALIZADORA		IBERDROLA		BP GAS ESPAÑA		UNION FENOSA		ENDESA		NATURGAS		CEPSA GAS COMERCIALIZADORA		SHELL		BBE		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
1 X				Hassi R'Mel																		
2 J					British Innovator	British Innovator																
3 V	M. Polar	M. Polar																				
4 S																						
5 D	Annabella	Annabella																				
6 L	Aries	Aries + Annabella	Aries	Aries					Century													
7 M		Aries + M. Polar		Aries					Havfru													
8 X	M. Polar	M. Polar																				
9 J																						
10 V																						
11 S																						
12 D	M. Polar																					
13 L		M. Polar																				
14 M	Annabella	M. Polar																				
15 X																						
16 J		Annabella							Century													
17 V	Laieta	Karin Elin																				
18 S	Gimi	Karin Elin + Gimi + M. Polar		Gimi																		
19 D																						
20 L																						
21 M	M. Polar																					
22 X	Annabella																					
23 J																						
24 V																						
25 S		Annabella																				
26 D	M. Polar + Delta																					
27 L																						
28 M	sustituido																					
29 X																						
30 J	Aqwa Ibori	Galicia Spirit																				
31 V	Annabella	Galicia Spirit																				

Barco que cambia de fecha
 Barco que cumple el programa o se sustituye por otro similar
 Barco no programado
 Barco que no descarga

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

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

- En diciembre, ENAGAS tenía programados dos barcos por una cantidad total de GNL de 500 GWh. El barco Laietà previsto para el día 7 de diciembre, no descargó, y el Laietà previsto para el día 17 fue sustituido por el Karin Elin, que descargó 300 GWh. ENAGAS no indica los motivos de la variación de la programación.
- Gas Natural Comercializadora tenía programados 15 barcos a lo largo del mes de diciembre, por una cantidad total de GNL de 6.584 GWh. La realidad fue que se realizaron 16 descargas, con un total de 8.170 GWh descargados, un 24% más de lo previsto, compensando así la disminución de sus aprovisionamientos por el gasoducto del Magreb. El programa de descargas se cumple más o menos hasta el día 15 de diciembre y a partir de esta fecha empieza a haber cambios de fecha de descarga para barcos ya programados, y otras descargas no programadas con el fin de mantener existencias operativas, ya que las entradas programadas por Tarifa se vieron significativamente reducidas. Así, durante el período de cortes, se descarga el M. Polar adelantándolo del día 21 al 18 a petición de ENAGAS y se descarga un Kari Elin no programado para ENAGAS el día 17. Los dos buques pequeños previstos para finales de mes, el Annabella de 240 GWh y el M. Polar de 460 GWh, se retrasan al inicio del mes de enero al no ser posible su descarga por la llegada de dos buques grandes adicionales adquiridos por Gas Natural Comercializadora.
- Iberdrola tenía programados 2.970 GWh, realizando 8 descargas durante el mes de diciembre. De los barcos programados, el Palmaria, de 270 GWh, programado para el día 16, no llegó, su carga en la terminal de Skikda fue cancelada por causas de fuerza mayor. El Havfru, programado para el día 24, se retrasó hasta el 30 de diciembre, y el Finima se adelantó del día 30 al día 27. La cantidad de GNL finalmente descargada por Iberdrola en diciembre fue de 2.975 GWh, 2.738 GWh si no se contabiliza el Hassi R'Mel que estaba programado para el 29 de noviembre y descargó el día 1 de diciembre, cuya variación de existencias se considera en noviembre.

- Cepsa Gas Comercializadora tenía programados 4 barcos a lo largo del mes de diciembre, por un total de 874 GWh, de los cuales finalmente descargó 833 GWh, contando el Havfru que se adelantó del 1 de diciembre al 29 de noviembre a petición del GTS considerándose su variación de existencias en el mes de diciembre. La diferencia entre cantidades realmente descargadas y cantidades programadas es debida a que el Hassi R'Mel de 238 GWh programado para el día 22 no descargó y fue sustituido por un Havfru, de 198 GWh, que llegó cuatro días más tarde.
- La descarga en la planta de Bilbao de un barco de 882 GWh, programado por Gas de Euskadi Transporte, BBE y Naturgas para el 4 de diciembre, se adelantó al 30 de noviembre a petición del GTS, considerándose su variación de existencias en el mes de diciembre.
- Unión Fenosa Gas Comercializadora comunica el 13 de diciembre el retraso hasta enero de la descarga del Cádiz Knutsen (881 GWh), programada para el día 20 de diciembre.
- El miércoles 24 de noviembre Endesa comunica a ENAGAS que las entregas spot del metanero Century programados para el 6 y el 15 de diciembre no se llevarán a cabo. Endesa Energía tenía un acuerdo aparentemente firme con un gran consumidor europeo para la compra de estos cargamentos, pero de forma inesperada la operación se canceló unilateralmente al parecer por problemas de este Agente con el suministrador de origen.

Las modificaciones sobre la programación de barcos descritas en los párrafos anteriores se tradujeron en unas aportaciones de GNL inferiores a las previstas, a lo largo de casi todo el mes de diciembre recuperándose, acercándose a las cantidades programadas en los últimos días del mes, según se muestra en la siguiente figura, donde se ha representado el acumulado diario de las cantidades descargadas:

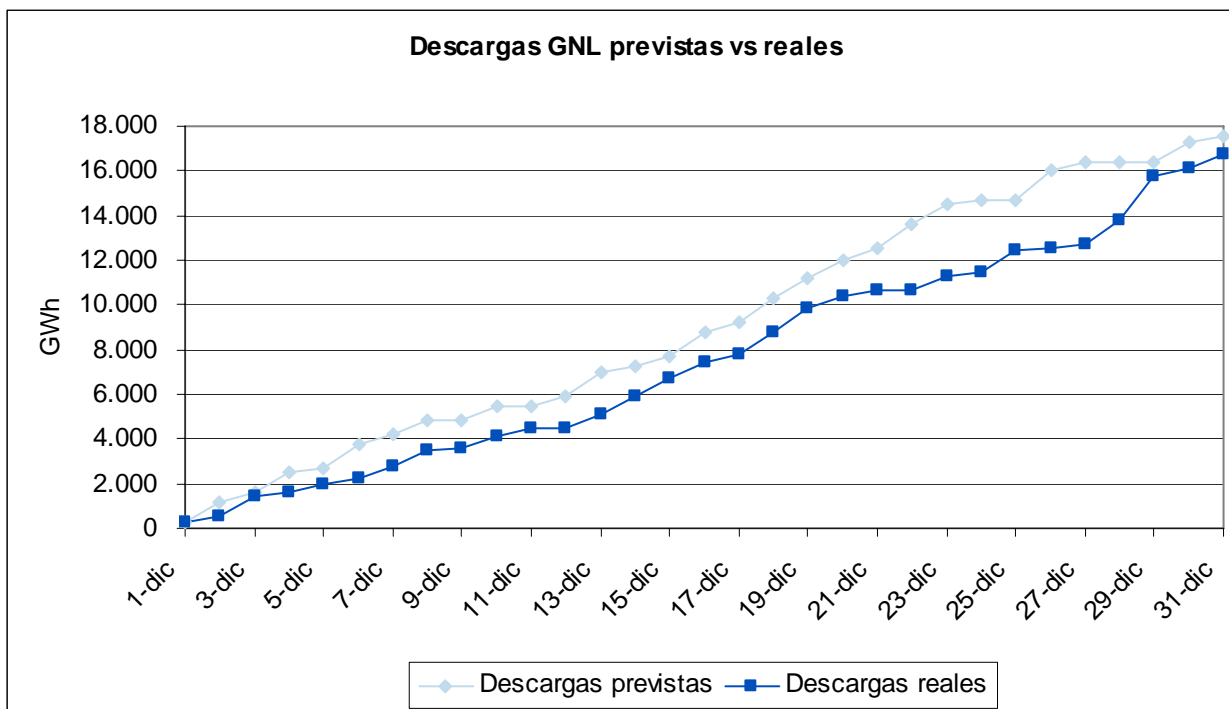


Figura 18. Programación GNL vs cantidades realmente descargadas.
 Fuente: Sujetos del Sistema

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:

Fecha	Barcelona		Cartagena		Huelva		Bilbao		Total	
	Exist.	Nivel	Exist.	Nivel	Exist.	Nivel	Exist.	Nivel	Exist.	Nivel
13-dic-04	97.912	41%	61.259	38%	50.914	16%	110.041	37%	320.126	32%
14-dic-04	137.190	57%	35.906	22%	75.442	24%	89.121	30%	337.659	33%
15-dic-04	128.313	53%	44.321	28%	57.560	19%	173.996	58%	404.190	40%
16-dic-04	110.280	46%	51.504	32%	43.118	14%	175.426	58%	380.328	38%
17-dic-04	88.021	37%	83.839	52%	28.620	9%	163.182	54%	363.662	36%

18- dic -04	72.068	30%	130.754	82%	80.175	26%	156.528	52%	439.525	44%
19- dic -04	116.366	48%	111.266	70%	162.070	52%	145.880	49%	535.582	53%
20- dic -04	145.602	61%	88.350	55%	158.658	51%	140.404	47%	533.014	53%
21- dic -04	141.395	59%	63.164	39%	131.605	42%	123.607	41%	459.771	46%
22- dic -04	103.667	43%	42.552	27%	103.687	33%	106.920	36%	356.826	35%
23- dic -04	68.119	28%	111.125	69%	75.820	24%	90.514	30%	345.578	34%

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

El nivel de las plantas, durante el período de cortes de suministro de gas, sólo superó el 50% en dos días, ambos correspondientes a la segunda mitad del período de cortes, cuando ya se habían levantado parcialmente las restricciones. Durante la primera etapa de cortes, entre el día 13 y el 19 de diciembre, ambos incluidos, el nivel total de las plantas no llegó a superar el 45% de su capacidad de llenado. En concreto, la planta de Huelva alcanzó niveles de llenado particularmente bajos del 16%, 19%, 14% y 9% los días 13, 15, 16 y 17 de diciembre, respectivamente.

Las existencias diarias durante el mes de diciembre 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:

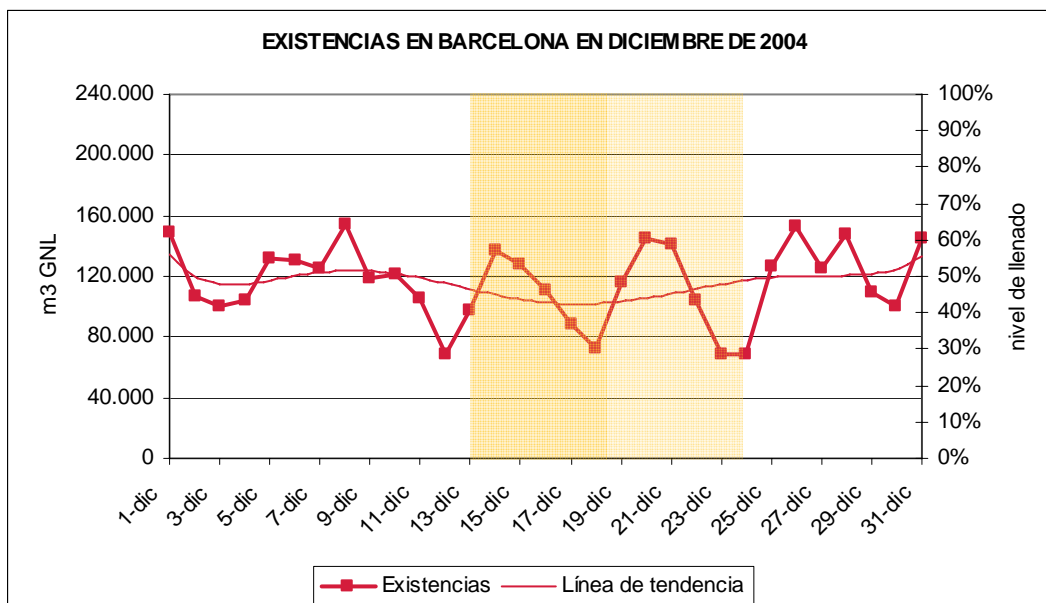


Figura 20. Existencias en planta de Barcelona.
 Fuente: ENAGAS.

En la planta de Barcelona se observa, a través de la línea de tendencia, una disminución del nivel de llenado de los tanques durante las dos semanas que duraron los cortes de suministro de gas, alcanzándose el nivel más bajo de llenado el 23 de diciembre, cuando los tanques estaban al 28% de su capacidad nominal.

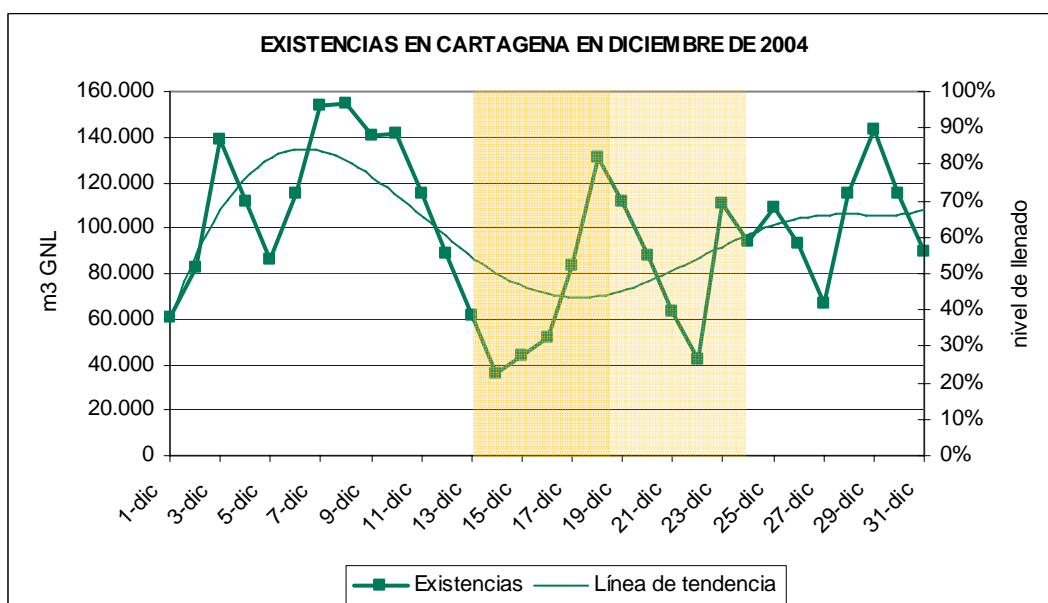


Figura 21. Existencias en planta de Cartagena.
 Fuente: ENAGAS.

En la planta de Cartagena se aprecia con mayor claridad una disminución global de la capacidad almacenada en tanques durante las semanas de los cortes de gas, llegándose a alcanzar niveles de llenado por debajo del 30% de la capacidad nominal los días 14,15 y 22.



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

Durante todo el mes de diciembre, la planta del Huelva no llegó a superar el 50% de su capacidad de almacenamiento mas que en dos días, estando la mayor parte del mes por debajo del 30% y alcanzando un valor mínimo extremo del 9% el día 17 de diciembre, por debajo del 10% considerado como nivel mínimo operativo en la versión 18 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, que va adjunta actualmente a los contratos de acceso.

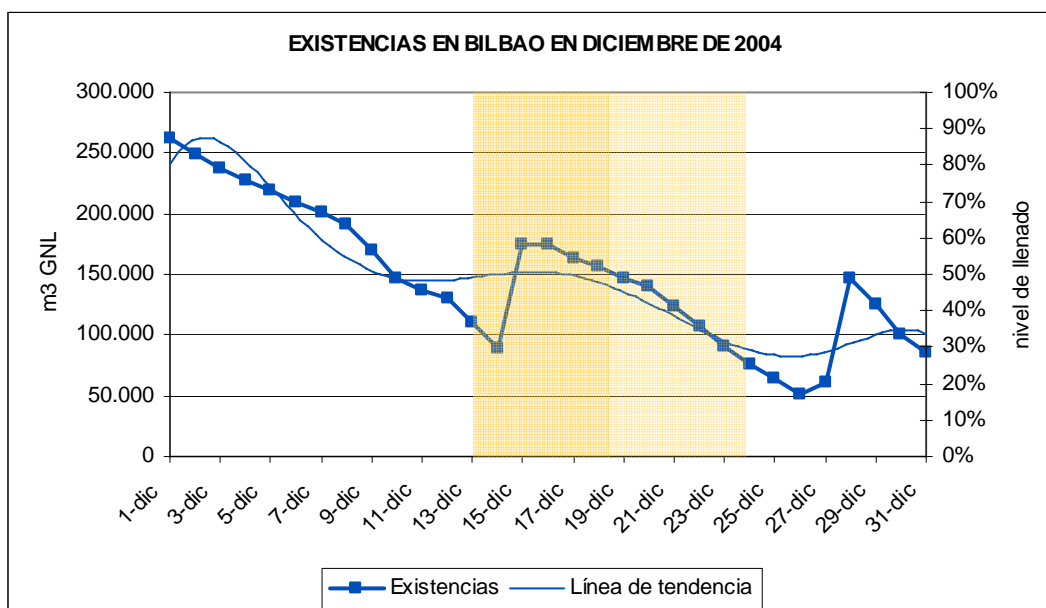


Figura 23. Existencias en planta de Bilbao.
 Fuente: ENAGAS.

La cantidad almacenada en la planta de Bilbao sufrió una disminución progresiva alcanzando niveles de llenado inferiores al 30% del 24 al 27 de diciembre. 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 diciembre de 2004.

2 COMPORTAMIENTO DE LOS AGENTES DE SISTEMA

2.1 Los agentes del sistema: cuota de mercado

En diciembre de 2004 había 23 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 diciembre de 2004, dos transportistas suministraban gas para el mercado a tarifa: ENAGAS y Gas de Euskadi Transporte.

Se presenta a continuación una tabla con las ventas facturadas por cada una de las empresas comercializadoras y transportistas que tenían que aprovisionar de gas al sistema gasista durante el mes de diciembre de 2004, y su cuota de mercado para ese mes:

Empresa	Cuota de mercado dic-04
Comercializadora	
Gas Natural Comercializadora	34,5%
Iberdrola	10,8%
Gas Natural Servicios	6,7%
BP	6,0%
Unión Fenosa Gas Comercializadora	5,9%
Endesa	4,4%
Natargas	2,4%
CEPSA	2,2%
Shell	2,1%
BBE	1,5%
Gaz de France	0,6%
Unión Fenosa Comercial	0,1%
Hidrocantábrico	0,1%
INCOGAS	0,0%
Comercializadora de Gas Extremadura	0,0%
Transportista	
ENAGAS	22,3%
Gas de Euskadi Transporte	0,5%
TOTAL MERCADO	100,0%

Figura 24. Cuotas de mercado en diciembre 2004
Fuente: Sujetos del Sistema

2.2 Obligaciones de suministro. Existencias y balances en diciembre de 2004.

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 diciembre de 2004, las previsiones de demanda de los sujetos fueron adecuadas, con errores de predicción normales. La demanda total prevista, de acuerdo

con el programa de 22 de noviembre, entregado por ENAGAS como programación vinculante, era de 33.047 GWh, 26.273 GWh correspondientes a demanda convencional y 6.773 GWh correspondientes a demanda de generación eléctrica. La demanda realmente atendida fue de 31.700 GWh, un 4% inferior a la prevista, debido en gran parte a las altas temperaturas para la época registradas en la segunda y tercera semanas del mes. La diferencia disminuye hasta el 0,9 – 1,7 % suponiendo que se hubiera atendido la demanda interrumpida estimada, que oscila entre 32.742 y 32.484 GWh. Esta demanda es, en cualquier caso, inferior a la prevista.

El incumplimiento de la programación se refleja en la oferta de gas a través de retrasos en las descargas de buques y modificaciones en la programación del gasoducto del Magreb. De los 17.506 GWh previstos para descargar en el mes de diciembre, sólo se descargaron, por los diferentes motivos que ya se han explicado, 16.627 GWh, aproximadamente un 6% menos que las cantidades programadas. Por otra parte, de los 10.090 GWh programados para el Magreb, únicamente entraron 8.245 GWh debido a problemas técnicos. Por tanto, las aportaciones totales de gas al Sistema fueron aproximadamente un 10% inferiores a las previstas.

Los altos precios internacionales del GNL en relación con el coste de la materia (Cmp) reconocido en el mercado español propicia el desvío de cargamentos hacia otros mercados que reportan mayores beneficios. Por el mismo motivo, los precios a pagar por un cargamento spot que fuera necesario para corregir posibles variaciones en la programación son muy altos, resultando por tanto que tales compras no se llevan a cabo en la medida necesaria.

La diferencia entre aportaciones de gas reales y previstas se suple reduciendo las existencias en mayor cantidad de lo previsto, pudiendo ocurrir que pasen a ser negativas, entrando el Sistema en situación de desbalance. Así, lo previsto en la programación de noviembre era una disminución de las existencias totales del Sistema en 886 GWh, mientras que la disminución real de existencias fue, según datos de ENAGAS, de 1.224 GWh, un 38% superior a la prevista.

De todos los comercializadores, únicamente Unión Fenosa Gas Comercializadora tuvo existencias negativas de GNL (- 377 GWh), el último día del período de cortes, por el retraso de un día en la descarga de un barco.

De los transportistas que suministran al mercado a tarifa, ENAGAS empezó el mes con unas existencias negativas de GNL de - 2.207 GWh, equivalentes a 4 barcos de 80.000 m³ de GNL. Las existencias de GNL de ENAGAS se mantuvieron negativas a lo largo de todo el mes, alcanzando finalmente - 1.105 GWh, equivalentes a 2 barcos de 80.000 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.

2.3 Movimientos de gas de los agentes del sistema en diciembre 2004.

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 22,3% sobre el total del mercado, en el mes de diciembre de 2004.

La demanda estimada por ENAGAS para atender al mercado a tarifa en diciembre de 2004 era de 8.449 GWh, con una estimación diaria de demanda propia del sector doméstico-comercial.

La programación de la oferta de gas realizada por ENAGAS el 20 de noviembre, refleja la entrada de dos barcos de 250 GWh cada uno, una entrada diaria constante por Tarifa de 202,9 GWh con un total mensual de 6.290 GWh y una extracción mensual de almacenamientos subterráneos de 2.197 GWh. Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por ENAGAS el 20 de noviembre para atender la demanda del mercado a tarifa en el mes de diciembre, eran de 8.987 GWh. Con esta aportación de gas, una vez atendida la demanda prevista las existencias de ENAGAS aumentarían en 538 GWh.

La demanda real atendida finalmente (6.974 GWh) estuvo muy por debajo de la prevista, con una desviación en la estimación del 17,5%. Esta desviación a la baja de la demanda, la explica ENAGAS por la demanda interrumpida, que para el mercado a tarifa oscila entre 332,5 y 590,4 GWh, según se considere o no la parada de Ascó en la programación de referencia, y por el hecho de que, del 8 al 20 de diciembre, coincidiendo con el período de corte, se presentan en la península temperaturas muy altas para la época, que hacen que la demanda se sitúe por debajo de los niveles esperados incluso con el corte activado.

En relación con las previsiones de demanda, ENAGAS explica que no existe previsión como tal para el mercado a tarifa, sino que existe predicción para el total del mercado gasista, de la que cada comercializadora reconoce su previsión correspondiente. Sumando todas ellas y por diferencia con el total del mercado surge la cantidad asignada a tarifa y, por tanto, se recoge en este último sumando todos los errores en las previsiones de todos los agentes, así como del conjunto del mercado. Sin embargo, ENAGAS, como suministrador del mercado a tarifa debería realizar, además, como las comercializadoras, una previsión de su demanda, de manera que el tratamiento fuera el mismo para el mercado regulado que para el mercado liberalizado.

Llama la atención los datos de demanda de los días 15 y 31 de diciembre, que presentan unos valores de -817 GWh y -900 GWh respectivamente. La razón de que aparezcan valores negativos en esos días, explica ENAGAS, es que todo el mercado doméstico comercial liberalizado se cargaba los días 15 y 31 de cada mes, distorsionando la demanda real de modo particular esos días, que soportaban, de golpe, todas las

diferencias que se habían generado durante la anterior quincena. ENAGAS ha informado de que esta práctica ha dejado de hacerse desde el día 1 de marzo de 2005.

Resulta sorprendente por otra parte, que habiendo aportado al Sistema únicamente 300 GWh de GNL, las existencias de ENAGAS en plantas de regasificación hayan aumentado en 1.102 GWh durante el mes de diciembre de 2004. 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 el reparto refleje la utilización real de las instalaciones por cada uno de los usuarios.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 20 de noviembre, en lo que se refiere a entradas de gas, cabe señalar que de las dos descargas de 250 GWh que tenía programadas para los días 7 y 17, ENAGAS realizó una única descarga de 300 GWh que empezó el día 17 y terminó el 18. La entrada diaria por Tarifa fue inicialmente superior a la prevista, pero a partir del día 9 hubo una disminución brusca como consecuencia del fallo en una estación de compresión de Argelia; sin embargo, la cantidad aportada por Tarifa a final de mes (6.212 GWh) fue muy similar a la prevista. Se aportaron 21 GWh no programados desde el yacimiento de Marismas-Aznalcazar reduciéndose las extracciones de almacenamiento subterráneo de 2.197 GWh a 930 GWh.

Las existencias de ENAGAS se mantuvieron negativas durante todo el mes de diciembre. En particular, las existencias de GNL pasaron de -2.207 GWh a -1.105 GWh. 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 son suficientes. Los -2.207 GWh de existencias negativas que ENAGAS tenía el 1 de diciembre equivalen aproximadamente a 4 barcos de tamaño medio, de 80.000 m³ de GNL, si se considera el PCS medio de 2004.

2.3.1.2 Gas de Euskadi Transporte (GET)

En diciembre de 2004, Gas de Euskadi Transporte, como suministrador del mercado a tarifa, atendía el 0,5% del total del mercado.

La programación realizada para atender la demanda prevista por GET, de 155 GWh, refleja la descarga de dos barcos, los días 4 y 16 de diciembre, para introducir 120 GWh en el Sistema, con lo que a final de mes, una vez atendida la demanda, las existencias de GET habrían disminuido en 35 GWh.

En la operación real, el barco programado para el día 4 se adelantó al 29 de noviembre, aunque contándose la variación de existencias en diciembre, y el barco programado para el día 16 fue sustituido por otro que descargó una cantidad de GNL mayor que la programada, por lo que la oferta real en diciembre fue de 130 GWh.

Como la demanda real fue igual a la prevista, la variación de existencias de GET finalmente fue 25 GWh.

2.3.2 Comercializadores

En diciembre de 2004 había 23 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, en las fechas en que se produjeron los cortes de suministro de gas, actividades de comercialización, 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 diciembre, GNCom y GNSer tenían, en ese mes, respectivamente, una cuota del 34,5% y del 6,7% 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 demanda estimada por GNCom para sus clientes, incluyendo GNSer, en diciembre de 2004 era de 13.173 GWh, con una estimación diaria de demanda adecuada a un consumo industrial, con menor demanda estimada para los sábados y domingos. Aproximadamente el 81% de esta demanda es para atender a consumidores industriales y a las centrales térmicas, tanto las convencionales como las de ciclo combinado, y el 20% restante es para atender el consumo doméstico comercial.

La programación de la oferta de gas realizada por GNCom el 20 de noviembre, preveía la descarga de 15 buques, con un total de 6.584 GWh de GNL, una entrada constante de gas por Tarifa, Larrau y el yacimiento de Poseidón que permitiría aportar a lo largo del mes 3.800 GWh, 2.271 GWh y 151 GWh, respectivamente, una extracción mensual de almacenamientos subterráneos de 400 GWh (22,2 GWh/día del 1 al 18 de diciembre), y unas compras netas de GNL en plantas de regasificación de 218 GWh. Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por GNCom el 20 de noviembre para atender su demanda en el mes de diciembre, eran de 13.424 GWh. Comparando este valor con la demanda prevista se deduce que la intención de GNCom era atender la demanda con el gas aportado a lo largo del mes, aumentando además sus existencias en 251 GWh.

La demanda real atendida finalmente (13.240 GWh) fue similar a la prevista, con una desviación del 0,5%, prácticamente nula, aunque habría llegado al 3,5% si se hubiera tenido que atender la demanda interrumpida estimada (400 GWh). La demanda atendida por GNSer, incluida en el dato de demanda real atendida facilitado por GNCom, supuso aproximadamente un 17% de ésta. Un análisis diario de los datos refleja que el consumo de los días 15 y 31 de diciembre es casi cuatro veces superior al del resto de los días. Esto se explica porque ENAGAS, hasta el 1 de marzo de 2005, cargaba todo el mercado doméstico-comercial los días 15 y 31 de cada mes, distorsionando la demanda real de modo particular esos días, que soportaban de golpe, todas las diferencias que se habían generado durante la anterior quincena.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 20 de noviembre, 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 8.170 GWh, debido a la llegada de barcos no programados en los últimos días de mes, ante la falta de gas en el Sistema. 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, la disminución de existencias de gas de GNCom en el mes de diciembre fue de 1.118 GWh, no cumpliéndose el criterio invernal de ENAGAS de limitar la variación de existencias en un mes a ± 3 días de la capacidad contratada, ± 870 GWh en el caso de GNCom, con un máximo de ± 200 GWh.

2.3.2.2 IBERDROLA

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de diciembre, IBERDROLA tenía, en ese mes, una cuota del 10,8% sobre el total del mercado.

La demanda estimada por IBERDROLA para sus clientes en diciembre de 2004 era de 3.722 GWh. Casi la mitad de esta demanda, un 47%, 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.

La programación de la oferta de gas realizada por Iberdrola el 20 de noviembre, refleja la entrada de ocho barcos, que aportan a lo largo del mes un total de 2.970 GWh de GNL y unas ventas netas de 411,4 GWh, que incluyen compra-ventas de GNL en plantas y compra-ventas 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 diciembre, eran de 2.558,6 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 1.163,4 GWh.

La demanda real atendida finalmente (3.328 GWh) fue un 10,6 % inferior a la prevista. Pero si se considera la demanda interrumpida estimada, 297,7 GWh, la demanda real hubiera estado únicamente un 2,6% por debajo de la prevista, por lo tanto la previsión de demanda era la adecuada.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 20 de noviembre, en lo que se refiere a entradas de gas, cabe señalar que, aunque la cantidad total de GNL descargada en el mes (2.975 GWh) fue prácticamente la misma que la programada, no ocurre así si no se contabiliza el Hassi R'Mel que estaba programado para el 29 de noviembre y descargó el día 1 de diciembre, y cuya variación de existencias se considera en noviembre. El Palmaria, de 270 GWh, programado para el día 16, no llegó, su carga en la terminal de Skikda fue cancelada por causas de fuerza mayor. Por otra parte, el Havfru, programado para el día 24, se retrasó hasta el 30 de diciembre. Las ventas netas en plantas y CdG se redujeron con el fin de disminuir la variación de existencias, y el día 31 de diciembre, Iberdrola realizó una inyección de 250 GWh en almacén subterráneo, autorizada por ENAGAS para corregir un exceso de existencias en el centro de gravedad debido a los cortes de suministro.

Con las modificaciones de la operación real sobre la programación, la disminución de existencias de gas de Iberdrola en el mes de diciembre fue de 232 GWh, incumpliendo ligeramente el criterio invernal de ENAGAS que limita la variación de existencias en un mes a ± 3 días de la capacidad contratada, ± 454 GWh en el caso de Iberdrola, con un máximo de ± 200 GWh.

2.3.2.3 BP Gas España (BP)

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de diciembre, BP tenía, en ese mes, una cuota del 6,0% sobre el total del mercado.

La demanda estimada por BP para sus clientes en diciembre de 2004 era de 1.765 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, además, que los días 24 y 25 de diciembre son días donde típicamente se dan menores consumos por disminución de la actividad industrial.

La programación de la oferta de gas realizada por BP el 20 de noviembre, refleja la entrada de dos barcos de 905 GWh cada uno, 1.810 GWh en total, y unas ventas netas de GNL y gas de 81 GWh. Por tanto, las aportaciones netas de gas en el Sistema, programadas por BP el 20 de noviembre para atender su demanda en el mes de diciembre, eran de 1.729 GWh de salida. Analizando este valor se deduce que la intención de BP era atender la demanda realizando aportaciones de gas y utilizando 36 GWh de sus existencias.

La demanda real atendida finalmente (1.904 GWh) fue algo mayor de lo previsto, con una desviación del 7,9%.

En relación con el cumplimiento de la programación, se realizaron las descargas de buques previstas y además, se adelantó la fecha de la descarga del buque British Innovator del día 1 de enero de 2005, que era la inicialmente prevista, al día 31 de diciembre, con el fin de cumplir el criterio de variación de existencias establecido por el GTS.

Durante el mes de diciembre BP tuvo existencias negativas en el centro de gravedad desde el día 7 hasta el día 31.

Las existencias de BP en el mes de diciembre de 2004 se redujeron en 105 GWh, cumpliendo el criterio invernal de ENAGAS que limita la variación de existencias en un mes a ± 3 días de la capacidad contratada, ± 250 GWh en el caso de BP, con un máximo de ± 200 GWh.

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

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de diciembre, UFGCom y UFCom tenían, en ese mes, respectivamente, una cuota del 5,9% y del 0,1% 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 diciembre de 2004, incluyendo UFCom, era de 1.805 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, en concreto los días 24 y 25 de diciembre, disminuye el consumo industrial, que representa aproximadamente el 30% de la demanda atendida por UFGCom. El resto corresponde aproximadamente en un 66% al consumo de centrales térmicas y en un 4% a consumo doméstico-comercial.

La programación de la oferta de gas realizada por UFGCom el 20 de noviembre, preveía la descarga de 2 buques, con un total de 1.805 GWh de GNL, unas compras netas de GNL en plantas de regasificación de 319 GWh y unas ventas en AASS de 116 GWh. Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por UFGCom el 20 de noviembre para atender su demanda en el mes de diciembre, eran de 2.008 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 203 GWh.

La demanda real atendida finalmente fue de 1.905 GWh, con una desviación del 5,5%, sobre la prevista, que habría llegado hasta una diferencia del 16,5% si se hubiera tenido que atender la demanda interrumpida estimada (198 GWh). Esta demanda incluye las ventas de gas a UFGCom, que representan el 3,3%. La demanda diaria presenta un pico el día 15, que podría ser debido al reparto del consumo doméstico-comercial, que ENAGAS regularizaba los días 15 y 31 de cada mes. UFGCom estima en 198 GWh la demanda no atendida a causa de las interrupciones de suministro.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 20 de noviembre, en lo que se refiere a entradas de gas, uno de los barcos programados no llegó a descargar, se retrasó hasta enero. Para compensar este hecho, se realizaron extracciones de AASS por una cantidad total de 132 GWh y las compra-ventas de GNL aumentaron hasta alcanzar unas compras de 796 GWh. Sin embargo, en AASS se realizaron más ventas de las programadas, por lo que la cantidad total de gas incorporada Sistema fue de 1.402 GWh. Por otra parte, el retraso en el inicio de la descarga del buque programado para el 23 de diciembre, que empezó a descargar el día 24, provocó finalmente que UFGCom tuviera, puntualmente, - 377 GWh de existencias negativas de GNL el día 24.

La cantidad de gas incorporada finalmente al Sistema fue inferior a la demanda atendida, por lo que las existencias disminuyeron en 647 GWh, no cumpliéndose el criterio invernal de ENAGAS de limitar la variación de existencias en un mes a ± 3 días de la capacidad contratada, ± 145 GWh en el caso de UFGCom, con un máximo de ± 200 GWh.

2.3.2.5 Endesa Energía (ENDESA)

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

La demanda estimada por ENDESA para sus clientes en diciembre de 2004 era de 1.300 GWh, con las variaciones diarias normales a lo largo del mes.

La programación de la oferta de gas realizada por ENDESA el 20 de noviembre, refleja la entrada de cinco barcos, que suman un total de 1.005 GWh, unas compras netas de GNL en plantas de regasificación de 600 GWh y unas ventas de gas en el Centro de Gravedad (CdG) de 100 GWh. Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por ENDESA el 20 de noviembre para atender su demanda en el mes de diciembre, eran de 1.505 GWh. Comparando este valor con la demanda prevista se deduce que la intención de ENDESA era atender la demanda con el gas aportado, aumentando además, sus existencias en el Sistema en 200 GWh.

La demanda real atendida finalmente (1.330 GWh) fue similar a la prevista, con una desviación del 2,3%. Los días 15 y 31 se observa un salto en los consumos, que son aproximadamente el doble que el resto de los días, lo que parece deberse a regularizaciones del balance que realiza ENAGAS una vez que recibe las lecturas de los clientes industriales.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 20 de noviembre en lo que se refiere a entradas de gas, es importante señalar que dos entregas de las programadas, las del buque Century, no se llevaron a cabo. Según la información facilitada a la CNE, ENDESA tenía un acuerdo aparentemente firme con un gran consumidor europeo para la compra de estos cargamentos, pero de forma repentina la operación se canceló unilateralmente, al parecer por problemas inesperados de este agente con el suministrador de origen. A la vista de los datos de ENDESA, parece que esta falta de GNL para atender la demanda se suplió con una extracción mensual en AASS de 65 GWh. Las compras de GNL también disminuyeron, aumentando, en cambio, las compras de gas en el CdG y en AASS. El total

de gas aportado por ENDESA para suministrar a sus clientes fue de 1.170 GWh. La cantidad restante necesaria para cubrir la demanda del mes se proporcionó a costa de disminuir, ENDESA, sus existencias en el Sistema.

Con las modificaciones de la operación real sobre la programación, la disminución de existencias de gas de ENDESA en el mes de diciembre fue de 201 GWh, sobrepasando, en un 10% aproximadamente la cantidad de ± 111 GWh, que corresponden a ± 3 días de la capacidad contratada, que es el límite puesto por ENAGAS en sus criterios invernales a la variación de existencias en un mes, con un máximo de ± 200 GWh.

Cabe señalar que Endesa mantuvo existencias negativas en el centro de gravedad los días 3 al 9 y 11 al 19 de diciembre, en total, 16 días.

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

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de diciembre, Naturgas tenía, en ese mes, una cuota del 2,4% 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 diciembre de 2004 era de 806 GWh, con una estimación diaria de demanda constante para todo el mes. Aproximadamente el 90% 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, además, que los últimos días de diciembre son días donde típicamente se dan menores consumos por disminución de la actividad industrial.

La programación de la oferta de gas realizada por Naturgas el 20 de noviembre, refleja la entrada de dos barcos, 726 GWh en total, sin movimientos de gas en almacenamiento subterráneo y sin compra-ventas previstas. 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 con una parte de sus existencias de gas operativas en el Sistema, previéndose una disminución en las mismas de 80 GWh.

La demanda real atendida finalmente (816 GWh) fue similar a la prevista, con una desviación del 1,2%. Llama la atención el hecho de que la demanda diaria atendida, según la información facilitada, es constante para todos los días.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 20 de noviembre, en lo que se refiere a entradas de gas, cabe señalar que el buque Sokoto programado para el 4 de diciembre fue adelantado al 30 de noviembre, a petición del GTS, aunque la variación de existencias se considera en diciembre. Además, se realizaron operaciones de compra-venta, de las que resultaron unas ventas netas en el mes de 25 GWh.

Las existencias de Naturgas en diciembre de 2004 disminuyeron en 132 GWh, cumpliendo así el criterio invernal de ENAGAS de limitar la variación de existencias en un mes a ± 3 días de la capacidad contratada, ± 206 GWh en el caso de Naturgas+Hidrocantábrico, con un máximo de ± 200 GWh.

2.3.2.7 Cepsa Gas Comercializadora (Cepsa)

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

La demanda estimada por Cepsa para sus clientes en el mes de diciembre de 2004 era de 631 GWh, con una estimación diaria de demanda constante para todo el mes. Aproximadamente el 84% 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, teniendo en cuenta, además, que los días 24 y 25 diciembre son días donde típicamente se dan menores consumos por disminución de la actividad industrial.

La programación de la oferta incluía la entrada de 4 buques con descargas por 874 GWh, extracciones de los almacenamientos por 2,1 GWh/día con un total mensual de 64 GWh; y entregas a otros comercializadores por 150 GWh, con lo cual las entradas netas programadas por Cepsa para atender su demanda era de 788 GWh, previéndose en sus existencias un aumento de 157 GWh.

Sin embargo, mientras que la demanda real atendida (691 GWh), fue un 9,5% superior a la prevista, las entradas netas (432 GWh) fueron tan sólo un 45% de las programadas. Los desfases en la programación obedecieron a niveles de extracción y descargas de los buques inferiores a los previstos. En particular el buque programado para el día 1 fue adelantado al 30 de noviembre a petición del GTS, contando la variación de existencias en diciembre, y el buque programado para el 22 de diciembre, con 238 GWh, fue sustituido por otro que descargó 198 GWh el 26 de diciembre. Además, vendieron a otros comercializadores 100 GWh más de lo programado.

Con las variaciones de la operación real sobre la programación, las existencias de CEPSA en el mes de diciembre disminuyeron 75 GWh cumpliendo con el criterio invernal de ENAGAS de limitar la variación de existencias en un mes a ± 3 días de la capacidad contratada que en el caso de esta empresa corresponde a ± 117 GWh.

2.3.2.8 Shell España

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

La demanda estimada por Shell para sus clientes en diciembre de 2004 era de 642 GWh, con una estimación diaria de demanda constante para todo el mes. Aproximadamente el 70% 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, además, que los últimos días de diciembre son días donde típicamente se dan menores consumos por disminución de la actividad industrial.

La programación de la oferta de gas realizada por Shell el 20 de noviembre, refleja la entrada de un barco de 300 GWh, una inyección neta mensual en almacenamientos subterráneos de 116 GWh, y unas ventas netas de GNL en plantas de regasificación de 98 GWh. Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por Shell el 20 de noviembre para atender su demanda en el mes de diciembre, eran de 86 GWh. Comparando este valor con la demanda prevista se deduce que la intención de Shell era atender la demanda a costa de sus existencias de gas operativas en el Sistema, previéndose una disminución en las mismas de 556 GWh.

La demanda real atendida finalmente (656 GWh) fue similar a la prevista, con una desviación del 2,2%. Esta pequeña desviación al alza, la explica Shell por el hecho de haber tenido que seguir suministrando gas, durante el mes de diciembre, a un cliente que desde el día 1 de dicho mes ya no tenía contrato con ellos, por un problema en el proceso de alta por la comercializadora entrante.

En cuanto al cumplimiento de la programación de 20 de noviembre, en lo que se refiere a entradas de gas, cabe señalar que no hubo cambios sobre la descarga de buques programada, ni en cuanto a la inyección y extracción en almacenamientos subterráneos. Sin embargo, las compra-ventas de gas aumentaron a requerimiento de ENAGAS, pasando de 98 GWh de ventas netas previstas a 332 GWh de compras netas, con el fin de reducir la variación de existencias iniciales y finales en el mes de diciembre.

Con las modificaciones de la operación real sobre la programación, la disminución de existencias de gas de Shell en el mes de diciembre fue de 110 GWh, cumpliéndose así el criterio invernal de ENAGAS de limitar la variación de existencias en un mes a ± 3 días de la capacidad contratada, ± 111 GWh en el caso de Shell, con un máximo de ± 200 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 diciembre, BBE tenía, en ese mes, una cuota del 1,5% sobre el total del mercado.

La demanda estimada por BBE para su cliente en diciembre de 2004 fue de 316 GWh, atendiendo a las previsiones diarias de funcionamiento del ciclo.

La programación de la oferta de gas realizada por BBE el 20 de noviembre, refleja la entrada de dos barcos, con fechas 4 y 16 de diciembre, con los que se prevé aportar 824 GWh al Sistema y unas ventas de GNL en plantas de regasificación de 500 GWh. Por tanto, las entradas netas de gas en el Sistema, programadas por BBE el 20 de noviembre para atender su demanda en el mes de diciembre, eran de 324 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, minimizando la variación de sus existencias.

La demanda real atendida (467 GWh) fue aproximadamente un 48% superior a la prevista, lo que BBE explica por el mayor funcionamiento eléctrico por requerimiento del Operador del Sistema debido a las altas demandas habidas en el mes. El incremento de demanda sobre la previsión realizada se cubrió reduciendo las ventas de GNL, que pasaron de 500 GWh programados a 130 GWh reales.

La cantidad de GNL descargado realmente en ese mes (423 GWh) fue casi la mitad de lo programado el 20 de noviembre, lo que se explica, de acuerdo con el informe de ENAGAS, por un adelanto al 30 de noviembre, a petición del GTS, de la descarga en Bilbao del buque Sokoto programado para el 4 de diciembre, aunque la variación de existencias se considera en diciembre. Sin embargo, la cantidad global de GNL (293 GWh) con la que se contó para atender a la demanda fue bastante parecida a la prevista, ya que se redujeron las ventas hasta 130 GWh.

Las existencias de BBE en el mes de diciembre se redujeron en 185 GWh, a pesar de que sus existencias en AASS por medio de compras de gas en AASS realizadas a Iberdrola, 347 GWh en total, con el propósito de cumplir del Real Decreto 1716/2004, de

mantenimiento de existencias mínimas. Con la reducción de sus existencias en 185 GWh, BBE superó en un 65% el equivalente a ± 3 días de su capacidad contratada (112 GWh), valor establecido por el GTS en sus criterios de actuación para el invierno 2004-2005, con un máximo de ± 200 GWh.

2.3.2.10 Gaz de France Comercializadora (GdF)

Atendiendo a las ventas de gas facturadas el mes de diciembre, GdF tenía, en ese mes, una cuota del 0,6% sobre el total del mercado.

La demanda estimada por GdF para sus clientes en diciembre de 2004 era de 193 GWh, con una previsión de demanda diaria constante, lo cual es bastante razonable dado que GdF tiene únicamente cuatro clientes, de los grupos 1 y 2.

La programación de la oferta reflejaba como únicas aportaciones de gas la entrada diaria por Larrau de 3,4 GWh con un total de 105 GWh en el mes, con lo que GdF tendría previsto utilizar 88 GWh de sus existencias para atender su demanda.

La demanda real (197 GWh) fue sólo un 2,1% superior a la prevista. Sin embargo, la oferta real de gas fue inferior a la prevista, ya que aunque la programación de entrada por Larrau sí se cumplió, GdF registró una entrega no programada de 47,5 GWh a otro comercializador el día 14 de diciembre, con lo que el gas realmente aportado para atender la demanda fue de 57 GWh.

De esta forma las existencias de GdF presentaron una disminución de 141 GWh, incumpliendo con el criterio invernal de ENAGAS de limitar la variación de existencias en un ± 3 días de la capacidad contratada que en el caso de esta empresa correspondía a ± 34 GWh.

2.3.2.11 INCOGAS

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

INCOGAS atendió su demanda (1,2 GWh) realizando operaciones de compra-venta de gas con otras comercializadoras, que utilizó también para aumentar sus existencias en almacenamiento subterráneo.

Las existencias de INCOGAS se incrementaron 5 GWh durante el mes, cumpliendo de esta forma con el criterio invernal de ENAGAS de limitar la variación de existencia en un mes a ± 3 días de la capacidad contratada que en el caso de esta empresa corresponde a ± 6 GWh.

2.3.2.12 Comercializadora de Gas Extremadura (CGE)

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

CGE atendió su demanda (1,54 GWh) mediante una extracción diaria constante de almacenamiento subterráneo y realizando operaciones de compra-venta de gas con otras comercializadoras.

Las existencias de CGE se incrementaron 0,1 GWh durante el mes, cumpliendo de esta forma con el criterio invernal de ENAGAS de limitar la variación de existencia en un mes a ± 3 días de la capacidad contratada que en su caso corresponde a $\pm 1,8$ GWh.

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 numerosas variaciones operativas, incluso la realizada con sólo unos días de antelación,

como ha ocurrido este invierno (retrasos o adelantos en la carga de barcos, malas condiciones climatológicas, 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 no puede garantizarse su cumplimiento al 100 %, y resulta extremadamente difícil calificar o imputar responsabilidades por estas diferencias operativas, que afectan a casi todos los usuarios del sistema.

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.

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 operación del sistema está asegurada.

La situación de existencias diarias de cada usuario en cada instalación es un criterio objetivo y de fácil seguimiento, por lo que debe ser el criterio fundamental a controlar en la operación del sistema.

Por consiguiente, la existencia de suficientes infraestructuras no garantiza el aprovisionamiento de gas al sistema gasista español, sino que es preciso que los sujetos obligados a realizar el aprovisionamiento (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, 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 que se dieron en el mes de diciembre de 2004. El resto de agentes no se han encontrado ningún día del mes de diciembre en situación de existencias negativas

EXISTENCIAS NEGATIVAS (GWh)					
Dic. 2004		GNL		Almacenamiento operativo de transporte	
		ENAGAS	UFG COM	BP	ENDESA
1	X	-2.207			
2	J	-2.296			
3	V	-2.441			-4
4	S	-2.503			-52
5	D	-2.436			-50
6	L	-2.344			-47
7	M	-2.295		-11	-49
8	X	-2.212		-23	-46
9	J	-2.280		-38	-49
10	V	-2.353		-53	
11	S	-2.402		-65	-11
12	D	-2.432		-73	-9
13	L	-2.456		-84	-11
14	M	-2.450		-100	-13
15	X	-2.444		-113	-67
16	J	-2.410		-124	-18
17	V	-2.217		-132	-20
18	S	-1.958		-126	-39
19	D	-1.777		-118	-37
20	L	-1.706		-114	
21	M	-1.717		-112	
22	X	-1.738		-108	
23	J	-1.751		-118	
24	V	-1.599	-377	-117	
25	S	-1.584		-104	
26	D	-1.040		-94	
27	L	-978		-92	
28	M	-1.030		-87	
29	X	-1.120		-84	
30	J	-1.209		-79	
31	V	-1.105		-69	

Figura 26. Sujetos en situación de desbalance en diciembre de 2004. Se muestra en sombreado el periodo de cortes de suministro

Fuente: Sujetos del Sistema

Las existencias negativas de Unión Fenosa Gas Comercializadora, que se dan puntualmente el día 24, fueron debidas al retraso de un día en la descarga de uno de los barcos programados y al hecho de que el Cadiz Knutsen, programado para descargar 881 GWh el día 20, fuera retrasado por UFGCom hasta enero.

BP contaba, el día 13 de diciembre, con -84 GWh de existencias negativas, equivalentes al 100% de su capacidad contratada, que aumentaron hasta -132 GWh el día 17. Esta cantidad supone un 12,7% de la demanda total del mercado atendida ese día.

Endesa, por su parte, contaba, al inicio del periodo de cortes, con unas existencias negativas de -11 GWh, equivalentes al 30% de su capacidad contratada. El día 15 llegó a tener unas existencias negativas de -67 GWh, que suponen un 6,3% de la demanda total del mercado atendida ese día.

El día 13 de diciembre, fecha del inicio del periodo de cortes, ENAGAS tenía unas existencias negativas de GNL en plantas de regasificación de -2.456 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 232% de la demanda total del mercado atendida ese día. Por lo tanto, teniendo en cuenta que la demanda del día 14 fue similar, ENAGAS tenía unas existencias negativas superiores a dos días de demanda total del mercado.

La programación realizada por ENAGAS para el mes de diciembre contemplaba una previsión de demanda de 8.449 GWh y una previsión de oferta consistente en 6.290 GWh de gas entrando por Tarifa y 2.197 GWh de gas a extraer de los almacenamientos subterráneos, así como la descarga de dos barcos de GNL que sumaban 500 GWh. ENAGAS argumenta que su programación es viable, al tener una previsión de oferta mensual que cubre la demanda mensual. Sin embargo, este análisis de ENAGAS omite el dato de que en el cierre de balance a 30 de noviembre, ENAGAS se encontraba ya en situación de desbalance, con unas existencias negativas de GNL de -2.162 GWh, y que por lo tanto, debe restarse esa cantidad a la oferta aportada para el mes de diciembre, ya que en el gas aportado debe destinarse en primer lugar a cubrir los desequilibrios del balance de ENAGAS, devolviendo ese gas al resto de usuarios del sistema, con lo que la oferta real de ENAGAS para diciembre no es suficiente para la cobertura del mercado regulado, y es la causa que origina las restricciones y cortes de suministro de gas en diciembre.

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 diciembre de 2004 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 diciembre 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. Como muestra la figura 25, en diciembre de 2004, los tanques tenían capacidad para almacenar, aproximadamente, 9,7 días la capacidad contratada, por lo que, en cualquier caso, no se explicarían valores tan altos de existencias negativas.

Además, en el caso del almacenamiento operativo de GNL, la disposición transitoria quinta del Real Decreto 949/2001 establece que a partir del 1 de enero de 2004, *“aquellas instalaciones de regasificación que no dispongan de diez días de capacidad de almacenamiento en función de la capacidad contratada, deberán descontar del peaje máximo de regasificación la cuantía correspondiente al almacenamiento operativo entre los diez días establecidos y la capacidad real de almacenamiento de la instalación”*. Las plantas de ENAGAS no alcanzaban en 2004 los 10 días de almacenamiento operativo de GNL, por lo que con la contabilización de existencias negativas de GNL, ENAGAS podría estar evitando la aplicación del descuento en el peajes de regasificación contemplado en la normativa.

En resumen, el día 13 de diciembre, 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 -2.456 GWh**, y BP y Endesa, que se encontraban con unas existencias negativas en el centro de gravedad de -84 y -11 GWh, respectivamente.

Las existencias negativas de GNL de ENAGAS equivalen a un déficit de unos 4 barcos de tamaño medio (de 80.000 m³ de GNL). A la vista de esta situación de existencias negativas, resulta evidente que el agente que tenía que haber programado mayores descargas de GNL durante el mes de diciembre es ENAGAS, al menos hasta corregir su situación de existencias negativas, ya que es el agente responsable del 96 % de la situación de desbalance.

Debe indicarse que la demanda no suministrada a consecuencia de las restricciones se ha estimado entre 784 y 1042 GWh, por lo que si ENAGAS hubiera programado estas descargas, no habrían tenido lugar las restricciones de suministro.

Como conclusión de este apartado, se deduce 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.

QUINTO.- CONCLUSIONES

Teniendo como precedente la Resolución de esta Comisión sobre las restricciones en el suministro de gas natural en enero de 2003, 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 13 y el 24 de diciembre de 2004 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 entre 784 y 1.042 GWh, de los cuales 255 GWh corresponden al mercado convencional, y el restante a la demanda para generación eléctrica.

2. La demanda real del mes de diciembre, de 31.700 GWh, fue ligeramente inferior a la demanda prevista (33.567 GWh), pero dentro de los márgenes de error de los programas de predicción. Las desviaciones se localizan en la demanda convencional, al producirse en diciembre temperaturas relativamente cálidas, a excepción de la última semana del mes, además del efecto de los cortes de suministro.
3. En relación con el cumplimiento por parte de los agentes de la programación vinculante presentada para el mes de diciembre, cabe destacar las siguientes modificaciones:
 - De los 10.090 GWh programados para entrar por el Magreb en el mes de diciembre, sólo entraron 8.244 GWh, aproximadamente un 18% menos de las cantidades programadas, correspondiendo a Gas Natural Comercializadora la mayoría de la desviación.

- Las entradas por Larrau durante el mes de diciembre (2.349,91 GWh) fueron prácticamente igual a las programadas (2.376,01 GWh), con una diferencia de lo real sobre lo programado de tan sólo un 1,1%.
 - La cantidad extraída de los yacimientos (207 GWh) fue un 37% superior a lo programado (151 GWh).
 - La cantidad de gas que se extrajo de los almacenamientos subterráneos (3.031GWh) fue 19% superior a lo programado (2.544 GWh), compensando en parte la disminución de aprovisionamientos del Magreb y de GNL.
 - De los 17.518 GWh de GNL previstos para descargar en el mes de diciembre, sólo se descargaron, por los diferentes motivos, 16.767 GWh, aproximadamente un 4% menos que las cantidades programadas.
4. En relación con el cumplimiento por parte de los agentes de la programación vinculante de buques presentada para el mes de diciembre, agente por agente, se han observado los siguientes incumplimientos:
- En diciembre, ENAGAS tenía programados dos barcos por una cantidad total de GNL de 500 GWh. El barco Laietá previsto para el día 7 de diciembre, no descargó, y el Laietá previsto para el día 17 fue sustituido por el Karin Elin, que descargó 300 GWh. ENAGAS no indica los motivos de la variación de la programación.
 - Gas Natural Comercializadora tenía programados 15 barcos a lo largo del mes de diciembre, por una cantidad total de GNL de 6.584 GWh. El buque Annabella se retrasó dos días por cierre de puertos, y mantuvo su retraso en la siguiente descarga. El buque Delta con 830 GWh programado para el día 26, se sustituido por el Finima, que descarga 652 GWh el día 29. Sin embargo, la realidad fue que se realizaron 16 descargas, con un total de 8.170 GWh, debido a la descarga de buques no programados a final de mes.
 - Iberdrola tenía programado para el día 16 un buque Palmaria, de 270 GWh, que no llegó, su carga en la terminal de Skikda fue cancelada por causas de fuerza mayor. El Havfru, programado para el día 24, se retrasó hasta el 30 de diciembre, y el Finima se adelantó del día 30 al día 27.

- Cepsa Gas Comercializadora tenía programado un buque Hassi R'Mel de 238 GWh programado para el día 22 que no descargó y fue sustituido por un Havfru, con 198 GWh, que llegó cuatro días más tarde.
 - Unión Fenosa Gas Comercializadora comunica el 13 de diciembre el retraso hasta enero de la descarga del Cádiz Knutsen (881 GWh), programada para el día 20 de diciembre.
 - Las dos entregas spot del metanero Century programadas por Endesa no se llevaron a cabo, al parecer por problemas del suministrador de Endesa con el suministrador de origen.
5. El día 13 de diciembre, día en que comienzan los cortes, los tanques de almacenamiento de GNL estaban al 32 % de llenado (esto es, 2.215 GWh de GNL), destacando en particular los bajos niveles de la planta de Huelva.

ENAGAS disponía de una situación de existencias negativas de GNL de -2.456 GWh, mientras que el resto de agentes tenían unas existencias de GNL +4.670 GWh. Las existencias negativas de ENAGAS eran equivalentes a más de 4 barcos de 80.000 m³ de GNL. 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. Hecho que no se dio en la realidad.

Sin embargo, 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 diciembre, sin que ENAGAS programase más barcos de GNL para corregir su situación.

Con carácter puntual, presentan desbalances menores los siguientes agentes:

- Unión Fenosa Comercializadora presenta unas existencias de GNL de -377 GWh el día 24 de diciembre, por el retraso de un día en la llegada de un barco.

- BP tenía unas existencias negativas en el centro de gravedad de -11,08 GWh el 7 de diciembre y se mantuvo con existencias negativas en el centro de gravedad durante el resto del mes, llegando a estar en -131,56 GWh el día 17 de diciembre.
 - Endesa estuvo con existencias negativas en el centro de gravedad durante 16 días, llegando a estar en -66,7 GWh el día 15 de diciembre.
6. Los cortes de suministro de diciembre de 2004 tuvieron como causa principal la escasez de existencias operativas de gas en el sistema (fundamentalmente GNL).
7. 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, ya que todos los agentes suministradores de gas para el mercado liberalizado, salvo los desbalances menores ya apuntados, disponían de existencias de GNL para atender su demanda y estaban en situación de balance.

SEXTO.- RECOMENDACIONES.

Teniendo como precedente la Resolución de esta Comisión sobre las restricciones en el suministro de gas natural en enero de 2003, una vez analizada la información aportada en el transcurso de este expediente se proponen las siguientes Recomendaciones y Medidas Correctoras, 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.

2. *Aprobación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema*

La existencia de suficientes infraestructuras no garantiza el aprovisionamiento de gas, que es una obligación de transportistas (para el mercado regulado) y comercializadores (para el mercado liberalizado).

La experiencia del último invierno, revela la necesidad de disponer de unas medidas y criterios de operación claros, objetivos y no discriminatorios, que sean aprobados formalmente por los organismos reguladores, y puedan ser conocidos con la suficiente antelación por parte de todos los sujetos que operan en el sistema.

Los cortes de gas de este invierno han puesto de manifiesto las deficiencias de los criterios actuales de reparto y balance (incluida la doble contabilidad de balance físico y balance comercial), así como la falta de efectividad de los criterios de operación invernales de ENAGAS para evitar los cortes de suministro.

Es necesario que estos criterios de reparto y balance sean no discriminatorios entre los aprovisionamientos realizados para el mercado regulado y el mercado liberalizado.

Por ello es preciso disponer de un reglamento de Normas de Gestión Técnica del Sistema que establezca con claridad los criterios de reparto de gas, el cálculo de balances, y el tratamiento y penalizaciones de los sujetos que se encuentren en desbalance (falta de existencias) en alguna de las instalaciones del sistema.

3. *Criterios de operación invernales*

En relación con los criterios de operación invernales, 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.

La situación de existencias y balances equilibrados de cada usuario en cada instalación es un criterio objetivo y de fácil seguimiento, por lo que debe ser el criterio fundamental a controlar en la operación del sistema.

Por ello, se proponen como criterios principales para una correcta operación los siguientes:

- Obligación de todos los agentes de mantenerse en situación de balance y con existencias positivas de gas, en las plantas de GNL, en el centro de gravedad del sistema y en los almacenamientos subterráneos.
- Se debe mejorar los procedimientos de elaboración y los plazos de comunicación de los balances diarios de gas y que la señal de coste del desbalance llegue a los sujetos que se encuentren en dicha situación, máxime para aquéllos que presenten existencias negativas en alguna instalación, incluidos los sujetos que realizan el aprovisionamiento para el mercado regulado.
- Reparto de la capacidad de reserva para la cobertura de olas de frío y puntas de gas entre todas las instalaciones del sistema (plantas de GNL, entradas internacionales y AASS), en igualdad de condiciones para todos los agentes y respetando los derechos contractuales de cada uno de ellos. Para ello, el criterio de reparto de la capacidad en reserva para cada agente debe seguir la regla de reparto proporcional a la capacidad contratada por cada agente, de acuerdo con lo dispuesto en el RD 949/2001.

4. Transparencia en la gestión y operación del sistema gasista

Es preciso aumentar la transparencia en la operación del sistema gasista, de manera que todos los usuarios del sistema puedan conocer su estado real de funcionamiento.

Con el fin de asegurar los principios de transparencia, objetividad y no discriminación en el funcionamiento y operación del sistema gasista, el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de los sujetos que actúan en el sistema la información no confidencial generada en la gestión técnica del mismo en lo relativo a la utilización de las instalaciones y su capacidad.

En particular, en relación con los hechos de diciembre de 2004, hubiera sido muy adecuado que los usuarios hubieran dispuesto de información sobre la programación de descargas y el nivel real de existencias de GNL en las plantas de regasificación, de manera que pudieran anticipar sus decisiones de aprovisionamiento en función de dicha información.

Para ello, se propone mejorar la publicación de las programaciones vinculantes de descarga de buques, y la información de la operación del sistema:

a) Publicación de las programaciones de descarga de buques

Se propone que una vez declarada viable la programación mensual de descarga de buques de GNL en las plantas de regasificación por los operadores de las mismas, el Gestor Técnico del Sistema publicará la siguiente información referente a la programación vinculante de descarga, de manera agregada para cada planta y con detalle mensual:

1. Número de buques previstos a descargar, por tipo de buque.
2. Cantidad total del gas a descargar.
3. Detalle de las ventanas libres de descarga, si las hubiera. En este caso, se indicará para cada mes los días concretos en los que existe la posibilidad de descarga de nuevos buques y el tamaño que podrían presentar los mismos.

b) Publicación de información sobre la operación del sistema

Se propone que el Gestor Técnico del Sistema publique, antes de las 14:00 horas del día siguiente al día de gas, la siguiente información agregada correspondiente al día de gas:

1. Sobre la demanda de gas, en GWh/día:
 - i. Demanda total del sistema, distinguiendo entre la demanda para el mercado regulado y el mercado liberalizado.

2. Sobre las existencias de gas en el sistema:
 - i. Existencias reales de GNL en cada planta de regasificación a las 24:00 h, en m³ y GWh/día.
 - ii. Existencias de gas totales en almacenamientos subterráneos

3. Sobre las entradas de gas al sistema gasista, en GWh/día:
 - i. Entradas totales al sistema.
 - ii. Descargas de GNL en cada planta de regasificación
 - iii. Emisión de gas de cada planta de regasificación.
 - iv. Entradas o salidas de gas por cada conexión internacional, distinguiendo las cantidades destinadas a tránsito internacional.
 - v. Inyección/Extracción de los almacenamientos subterráneos
 - vi. Entradas de gas por cada yacimiento.

SÉPTIMO.- PROPUESTA DE ACTUACIÓN.

Como resultado del presente expediente informativo acerca de los cortes de suministro de gas natural en diciembre de 2004, se propone la apertura de un expediente sancionador a ENAGAS por el incumplimiento de la obligación del artículo 68.(b) de la Ley 34/1998, de realizar las adquisiciones de gas necesarias para el suministro a los distribuidores conectados a sus redes, y del artículo 6.3.(l) del RD 1434/2002, de garantizar el suministro al mercado a tarifa, al mantener unas existencias de GNL negativas a lo largo de todo el mes de diciembre, llegando a alcanzar -2.455 GWh de existencias negativas el

día 13 de diciembre de 2004 (equivalentes a unos 4 barcos de 80.000 m³ de GNL), situación de desbalance que fue origen de los cortes de suministro de diciembre de 2004.

APROBADO EN CONSEJO
DE ADMINISTRACION

DE 13 de octubre de 2005

.....
MADRID 14 de noviembre de 2005

.....
LA SECRETARIA GENERAL Y DEL CONSEJO
DE ADMINISTRACION



A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized cursive letters, is positioned over a faint, light-colored rectangular stamp or watermark.