



Comisión

Nacional

de Energía

RESOLUCIÓN SOBRE LAS RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN ENERO DE 2003

12 de noviembre de 2003

RESOLUCIÓN SOBRE LAS RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN ENERO DE 2003

ANTECEDENTES

1. En el periodo comprendido entre el 10 y el 24 de enero de 2003, tuvo lugar una serie de restricciones en el suministro de gas natural a determinados clientes.

Como es sabido, el artículo 64 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, impone al Gestor Técnico del Sistema, como responsable de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario, la tarea de 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.

2. En este marco, el día 17 de enero de 2003 tuvo entrada en la Comisión Nacional de Energía una carta procedente de REE, en la que se realizaba una exposición de la repercusión de las restricciones en el suministro de gas a las centrales térmicas en la operación del Sistema Eléctrico. En ella señalaba además su preocupación, principalmente debida a dos circunstancias. La primera de ellas consistía en el procedimiento incorrecto de información sobre los cortes de gas a los afectados, ya que REE fue la única fuente de información que tuvieron los mismos. La segunda consistía en la situación de riesgo a la que se sometía la cobertura de la demanda eléctrica, al coincidir los cortes de suministro a las centrales de gas con puntas elevadas de la demanda eléctrica. No obstante, la demanda eléctrica total fue atendida en esta ocasión debido a la disponibilidad de las demás fuentes de generación.

3. Con fecha 31 de enero de 2003, tuvo entrada en la CNE, un escrito del Director de la Unidad de Gas de IBERDROLA dirigido al Presidente de esta

Comisión, en el que pone de manifiesto las restricciones en el suministro de gas para las centrales de producción eléctrica habidas en el mes de enero.

4. Asimismo, en una reunión celebrada el día 5 de febrero de 2003 entre ENAGAS y la Comisión Nacional de Energía, el Gestor Técnico del Sistema dio a conocer a esta Comisión una información sobre la situación creada por las citadas dificultades de suministro de gas en enero de 2003.
5. De esta manera, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión celebrada el día 13 de febrero de 2003, acordó la iniciación de expediente informativo en relación con las incidencias ocurridas en el sistema gasista durante el mes de enero de 2003.
6. En consecuencia, con fecha 28 de febrero fueron enviadas sendas cartas a IBERDROLA y ENAGAS, en las que se informaba a ambos agentes sobre la apertura del expediente informativo en relación con las incidencias ocurridas en el sistema gasista durante el mes de enero de 2003. En la carta dirigida a Iberdrola, se solicitaba también un informe en el que se pusiera de manifiesto su punto de vista sobre las mencionadas incidencias. Asimismo, en la carta dirigida a ENAGAS en su calidad de Gestor Técnico del Sistema, se solicitaba diversa información que pudiera estar relacionada con las incidencias ocurridas en el sistema gasista en el mes de enero de 2003, que dieron lugar a las dificultades de suministro durante dicho periodo. La información requerida consistía tanto en datos numéricos relativos a la operación del sistema gasista (previsiones, programaciones, balances, etc.) así como en informes elaborados, valoraciones y comentarios sobre la información aportada y sobre los motivos que propiciaron los problemas de suministro de gas.
7. Con fecha 26 de marzo de 2003 tuvo entrada en esta Comisión la carta de contestación de IBERDROLA en respuesta al requerimiento citado anteriormente, de 28 de febrero de 2003. En ella, la citada compañía ampliaba las consideraciones realizadas en su primera carta. En concreto, se describían los hechos relativos a los cortes de suministro de gas natural a sus centrales

de ciclo combinado de Castellón y Castejón durante el mes de enero de 2003, y se incluían diversas consideraciones en relación con el tratamiento de los contratos de acceso a la red de transporte, con las posibles causas de las restricciones y con los procedimientos previstos ante situaciones de este tipo. Asimismo, se anexaba la carta enviada por REE a IBERDROLA y ENAGAS, en la que se comunicaba la programación orientativa de los grupos de ciclo combinado necesaria para garantizar el funcionamiento seguro del sistema.

8. Con fecha 26 de marzo de 2003 fue remitida la información de respuesta de ENAGAS al requerimiento mencionado de la Comisión. En ella se incluían datos relativos a la predicción, programación y operación del sistema gasista, al comportamiento de la demanda y datos relativos a los balances de existencias durante el mes de enero de 2003.
9. Tras el análisis de la documentación recibida en la instrucción del expediente informativo, se estimó necesario reiterar la petición de la información no recibida. Con fecha 29 de abril de 2003 fue enviada una carta a ENAGAS en la que se solicitaba de nuevo información relativa a la operación del sistema durante las incidencias y que completara la aportada con fecha 26 de marzo de 2003.
10. Finalmente, el 23 de mayo de 2003 Enagas remitió a la CNE un informe de respuesta al requerimiento arriba referenciado.
11. De forma paralela a la instrucción del expediente, con fecha 1 de abril de 2003 fue recibida una carta de UNESA. En ella se exponía la preocupación de UNESA por los hechos acontecidos durante el mes de enero, ya que, de haber tenido lugar éstos en una situación de menor disponibilidad de otras fuentes de generación, los cortes de suministro de gas a las centrales de ciclo combinado podrían haber ocasionado problemas de suministro eléctrico. Asimismo, se proponían diversas consideraciones sobre la necesidad de un mayor desarrollo reglamentario que permita afrontar situaciones similares en el futuro.

12. Durante el proceso de análisis de la documentación aportada, se estimó necesario recabar información también de los otros agentes afectados por las restricciones de suministro. Así, con fecha 10 de junio de 2003 fueron enviadas sendas cartas a GAS NATURAL SDG y a UNESA, solicitando su opinión sobre los hechos, datos de carácter general o particular relativos a los mismos y un análisis de las posibles repercusiones económicas a que éstos pudieran haber dado lugar.
13. Con fecha 19 de junio de 2003, tuvo entrada en la CNE la carta de respuesta de GAS NATURAL SDG, en la que se realizaban diversas consideraciones relativas a las actividades de aprovisionamiento, distribución y comercialización de gas desarrolladas por el Grupo. Concretamente, en la parte dedicada a su actividad como comercializadora se señalaba que tanto ENDESA como HIDROCANTÁBRICO se han dirigido a GAS NATURAL COMERCIALIZADORA recabando información sobre lo ocurrido y así poder determinar la procedencia de una posible reclamación formal.
14. Con fecha 27 de junio de 2003, se recibió la carta de respuesta de UNESA al requerimiento de información. En ella se incluía un análisis de los antecedentes y posibles causas, según su juicio, de las restricciones, así como un capítulo en el que se hacía referencia a la normativa que estimaban aplicable a los hechos. Finalmente se añadía una descripción de los efectos económicos de las restricciones de gas natural en las centrales, que consideran de varios tipos: aquellos relacionados directamente con la pérdida de ganancias debidas a los cortes, que no permitieron a los agentes afectados por éstos acudir al mercado de generación para vender su producción eléctrica, aquellos relacionados de forma más indirecta que afectaron a todos los generadores, debido a la alteración de los precios del mercado eléctrico, y aquellos relacionados con la imposibilidad de uso de las instalaciones gasistas, pese al pago de los peajes de acceso en calidad de firmes.
15. Asimismo, se solicitó información sobre el cierre de puertos a ENAGAS y a Argelia, a través de la Embajada española. Se ha recibido información de

ENAGAS y SONATRACH, y el pasado día 17 de septiembre se recibió fax de la Embajada de España en Argelia, Oficina Económica y Comercial en el que se remitía la información de la Autoridad Portuaria de Arzew, Bethioua y Skikda.

16. El Consejo de Administración de esta Comisión, en su sesión de 2 de octubre de 2003, acordó dar traslado del "*Informe preliminar de los servicios de la Dirección de Gas*" sobre el expediente informativo a ENAGAS, IBERDROLA GAS, GAS NATURAL SDG y UNESA, para que, tras el análisis de la información contenida en el mismo, dichos agentes pudieran formular alegaciones y presentar los documentos que estimaran oportunos.

17. Con fecha 21 de octubre de 2003, se recibió el documento que contenía las alegaciones formuladas por ENAGAS, en el que se incluían diversas observaciones acerca de las "*consideraciones previas*" incluidas en el "*Informe preliminar de los servicios de la Dirección de Gas*" de esta Comisión, así como otras relativas a algún apartado concreto del propio informe y a las observaciones formuladas por otros agentes aportadas a lo largo del desarrollo del expediente. En particular, ENAGAS señalaba que, con carácter general, está de acuerdo con las afirmaciones relativas a que los cortes de suministro fueron debidos a una escasez de gas en el sistema y no a una falta de capacidad de transporte, y a que el incremento de la demanda provocado por una ola de frío, junto con el cierre de puertos, dieron lugar a una situación de escasez de suministro. En relación con la consideración de que la escasez de gas en el Sistema es atribuible a ENAGAS como responsable del suministro a tarifa, éste alega al respecto las diferencias entre los balances comercial y físico de gas, íntimamente relacionadas con la incapacidad del Sistema para almacenar todo el gas operativo que la legislación vigente reconoce a los Operadores. Asimismo, pone de manifiesto que intentó, por todos los medios, solventar la escasez de gas en el Sistema, como así lo demuestran las reiteradas solicitudes de nuevas aportaciones de gas natural licuado a Gas Natural Aprovechamientos. En cualquier caso, señala también que el contrato de aprovisionamiento de GNL suscrito con dicha compañía, no contiene en

modo alguno un régimen de exclusividad. Sobre las consideraciones de esta Comisión relativas al cumplimiento de los “*márgenes de cobertura de NIVEL 1*”, ENAGAS alega que tales criterios de programación sí fueron cumplidos a nivel mensual. Además estima que sí cumplió con la obligación de informar acerca de lo ocurrido, aún admitiendo la inexistencia, en sentido estricto, del informe completo sobre la situación de desbalance, al que se hace referencia en la versión 22 de la propuesta de Normas de Gestión Técnica del Sistema. ENAGAS destaca que las condiciones de interrumpibilidad de los contratos de acceso de los ciclos con restricciones estaban contempladas en los contratos o fueron previamente acordados con las compañías comercializadoras, añadiendo que, en cualquier caso, no parece apropiado computar días completos de interrupción en aquellas situaciones en que sólo existieron limitaciones parciales. En relación con esto, ENAGAS estima, por ejemplo, que las restricciones reales aplicadas al ciclo de Castellón de IBERDROLA fueron de 1,5 días y añade que esta regla de prorrateo en el cálculo de las interrupciones se ha aplicado al fijar el término de conducción facturable.

18. Con fecha 21 de octubre de 2003, se recibió también el documento que incluía las observaciones de UNESA relativas al expediente. En éste se aportaban diversos comentarios al contenido del “*Informe preliminar de los servicios de la Dirección de Gas*”, con el fin de que fueran analizadas y consideradas en la Resolución final. En particular, UNESA considera inadecuado que se achaque la situación de escasez de gas en el sistema a un incremento de la demanda no previsto y al cierre de puertos. En relación con la predicción de la demanda, señala su desacuerdo con la modificación a la baja de las previsiones inicialmente estimadas por ENAGAS, y propone que los desvíos se consideren en una base mensual. En relación con las Normas de Gestión Técnica del Sistema, UNESA destaca que no están aún aprobadas ni consensuadas con el resto de los agentes, por lo que no sería apropiado tomar este borrador de normativa como referencia. En este sentido, aludiendo a las funciones asignadas al Gestor Técnico del Sistema contempladas en la Ley de Hidrocarburos, entiende que ENAGAS no cumplió con sus obligaciones y que los problemas de suministro se debieron a un desbalance individual de éste.

Además, UNESA añade que, a su juicio, existe una incompatibilidad de la actividad de suministro de gas con el resto de las actividades de ENAGAS, resaltando que, el abandono de cualquier actividad relativa a la compraventa de gas permitiría una actuación ante emergencias con criterios transparentes y consensuados con el resto de agentes sectoriales, al no anteponer sus intereses como suministrador a sus obligaciones como Gestor Técnico del Sistema. En relación con el suministro a tarifa, UNESA destaca que, si bien la legislación española establece una prioridad en la reserva de capacidad para este tipo suministros, no se recoge que éstos deban tener preferencia frente al mercado liberalizado, puesto que iría en contra del principio de no discriminación. En el informe también se añaden diversas consideraciones sobre la necesidad de un mayor desarrollo normativo, concretamente sobre la elaboración de procedimientos detallados de actuación claros y no discriminatorios para este tipo de situaciones de desbalance, sobre la aprobación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema tras un adecuado debate sectorial, sobre la publicación periódica por parte de ENAGAS de las indisponibilidades programadas en instalaciones de la red gasista, sobre la limitación de la participación en el capital de ENAGAS, sobre el límite del 70% de las aportaciones de gas al sistema por un mismo grupo empresarial, sobre el desarrollo de un peaje interrumpible, etc. UNESA también pone de manifiesto sus dudas sobre la existencia de desvíos de gas procedente de otros orígenes distintos a Argelia inicialmente destinados al mercado español. Además, solicita la transparencia de los contratos y criterios utilizados para seleccionar los suministros de gas natural a tarifa, así como la apertura de éstos a nuevos suministradores. Finalmente, en cuanto al cálculo de las posibles repercusiones económicas, UNESA añade que no deberían tenerse en cuenta sólo las reducciones en la facturación del término fijo de los peajes, sino también otras repercusiones directas e indirectas.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

PRIMERO.- SOBRE LA COMPETENCIA DE LA CNE

La presente Resolución se dicta 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.”*

Esta Comisión considera que 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.

Esta Resolución tiene por objeto analizar y poner de manifiesto las causas de los problemas de suministro de gas natural acontecidos en el mes de enero de 2003, que dieron lugar a cortes a clientes industriales interrumpibles, así como a restricciones en los consumos de varias centrales de producción eléctrica abastecidas por diversas compañías comercializadoras.

SEGUNDO.- NORMATIVA APLICABLE

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 esta Resolución:

- “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 en el momento actual ya han sido elevadas al Ministerio de Economía aunque aún no han sido oficialmente aprobadas, de acuerdo con el capítulo 15 de la versión 22 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, sobre las Emergencias, en el mismo se tienen en consideración las medidas citadas en el apartado anterior, *“En la adopción de cualquiera de las medidas expuestas, se tendrán en cuenta en todo caso los principios de intervención mínima y de proporcionalidad, de modo que las medidas adoptadas sean aquellas que, dirigidas a solucionar la situación de emergencia creada, 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 12 de dichas Normas, se regulan los aspectos relativos a la operación del sistema. El apartado 12.3 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.*
- *En general, cualquier situación provocada por un incremento imprevisible de la demanda del mercado regulado, 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, con un preaviso lo mayor posible dependiendo de la perturbación y de la situación concreta, a los sujetos afectados por la aplicación de estas instrucciones, así como 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. Dicha información se ratificará, en su caso, el día previo a su implantación y se confirmará en tiempo real, cuando sea procedente”

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

“Tras ello, y en primer lugar, el Gestor Técnico del Sistema se dirigirá al Gestor del Sistema Eléctrico para que éste le indique las posibles restricciones de los suministros para generación de electricidad, según los planes de operación que tenga elaborados”

“En el caso de que a pesar de haber tomado todas las medidas anteriores, no se lograse corregir la situación y persistiese el desbalance en el sistema, el Gestor Técnico del Sistema solicitará, de acuerdo con la normativa de situaciones de emergencia, 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 excepcionales. 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 a la CNE y al Ministerio de Economía, para la tramitación de los expedientes de liquidación que correspondan”.

TERCERO.- DESCRIPCIÓN DE LOS HECHOS

1. INTRODUCCIÓN

El mes de enero de 2003 estuvo caracterizado por unas condiciones meteorológicas particulares, que tuvieron una incidencia notable sobre el funcionamiento del sistema gasista español.

En lo relativo a las temperaturas, los primeros días del mes registraron valores elevados de éstas, tanto de mínima como de máxima diaria, en comparación con

datos medios históricos para tales fechas. No obstante, la situación se invirtió posteriormente, en torno al día 9 de enero. A partir de dicha fecha se obtuvieron registros de temperaturas máximas y mínimas diarias por debajo de lo habitual, que dieron lugar a la primera ola de frío del mes de enero. Dicha ola de frío, que tuvo una duración aproximada de unos diez días, fue seguida por una nueva oscilación brusca de las temperaturas. En torno al día 27 de enero las temperaturas fueron puntualmente elevadas, pero seguidamente, el último día del mes, comenzó a observarse un nuevo descenso de éstas que se prolongaría durante el inicio del mes de febrero.

Asimismo, cabe destacar que las condiciones meteorológicas adversas fueron las causantes de cierres en los puertos de carga de buques de gas natural licuado (GNL) en Argelia (Arzew, Skikda y Bethioua) así como de los puertos de las plantas de regasificación españolas de Cartagena y Huelva, durante varios días del mes de enero.

El descenso brusco de temperaturas provocado por la ola de frío que tuvo lugar entre los días 9 y 19 de enero de 2003, dio lugar a un incremento notable del consumo de gas natural; incremento que no había sido previsto con antelación por el Gestor Técnico del Sistema. Esta situación se vio agravada por el cierre de puertos, que provocó ciertos retrasos en las fechas previstas de descarga de algunos de los buques metaneros cuyo destino era el mercado español. Todo ello propició un descenso importante de las existencias de GNL en las plantas de regasificación.

En este contexto, las existencias iniciales del sistema junto con las medidas¹ aplicadas por ENAGAS para hacer frente a situaciones de este tipo no fueron suficientes para abastecer de forma segura a la totalidad de la demanda, motivo por el cual el Gestor Técnico del Sistema recurrió a la interrupción de ciertos suministros.

¹ Incremento del suministro a través del gasoducto del Magreb, de la extracción de los almacenamientos subterráneos más un buque metanero adicional.

Concretamente, entre los días 10 y 24 de enero de 2003 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. La demanda total interrumpida estimada por ENAGAS ascendió a 650 GWh, de los cuales 217 GWh fueron debidos a los clientes industriales interrumpibles, 135 GWh a las centrales térmicas convencionales y 298 GWh, a las centrales de ciclo combinado.

Al igual que la demanda industrial interrumpida, las centrales térmicas convencionales cuentan con contratos a tarifa de interrumpibilidad de suministro de gas. En el caso de los ciclos combinados, así como para cualquier otro consumidor cualificado, si bien las condiciones de suministro de gas son las pactadas entre éstos y sus suministradores, existe una variedad de situaciones en cuanto a las condiciones de los contratos de acceso a la red, estando en algunos casos sujetos a cláusulas de interrumpibilidad ante problemas en la red de transporte.

2. LA PREDICCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL

Los sistemas de predicción de la demanda de gas natural.

ENAGAS cuenta con dos sistemas, denominados DELFOS y PATRONES, de corto y largo plazo respectivamente, para la predicción de la demanda convencional, esto es, aquella que incluye los consumos debidos a los sectores doméstico-comercial e industrial. Los valores obtenidos de ambos sistemas dan soporte a las diferentes programaciones. Ambos sistemas están basados en modelos matemáticos de predicción mediante series temporales controlados por expertos.

El modelo de predicción a corto plazo tiene en cuenta las variaciones de temperatura previstas por el Instituto Nacional de Meteorología, los datos históricos diarios de demanda y temperaturas y los efectos de la laboralidad. Su objeto consiste en proporcionar predicciones de la demanda de gas natural

diarias, con un horizonte temporal de diez días, dando soporte así a las programaciones semanales.

Los modelos de predicción a más largo plazo están contruidos a partir de datos históricos diarios de demanda desde 1992 y datos históricos de temperaturas máximas y mínimas desde 1980, proporcionados por el Instituto Nacional de Meteorología, de las principales estaciones meteorológicas desde el punto de vista gasista. Asimismo, se tiene en cuenta el efecto de la laboralidad. El objeto de este modelo es definir un “patrón” de comportamiento de la demanda característico, que sirva de soporte para la elaboración de las programaciones mensual y anual.

En lo que concierne a la demanda de gas natural debida al sector eléctrico, que comprende tanto las nuevas plantas de ciclo combinado como las centrales térmicas convencionales, en la actualidad ENAGAS no utiliza ningún sistema de predicción similar a los anteriores, pues considera que dicha demanda no se corresponde con ningún patrón modelizable matemáticamente. Para la elaboración de las programaciones se hace uso de las informaciones facilitadas por distintas fuentes, que incluyen las nominaciones de las comercializadoras y las previsiones de REE, entre otras.

La influencia de las condiciones meteorológicas en la predicción de la demanda

Las condiciones meteorológicas influyen de forma importante en la gestión del sistema gasista, tanto desde el punto de vista de la demanda como de la oferta.

Desde el punto de vista de la demanda, las bajas temperaturas invernales provocan incrementos notables en el consumo de gas natural, debido esencialmente al sector doméstico-comercial, por el uso extendido del gas natural como combustible para calefacción. Asimismo, puesto que las demandas máximas de energía eléctrica y de gas natural son coetáneas, el consumo de gas

natural destinado a la generación de energía eléctrica es mayor en dichos periodos, acentuándose los requerimientos del sistema.

Por otro lado, desde el punto de vista de la oferta, las condiciones meteorológicas adversas pueden dar lugar a restricciones debidas al cierre de los puertos de las plantas de regasificación, o bien de los puertos de las plantas de licuefacción origen de los cargamentos de GNL con destino a nuestro mercado. La incidencia de estas circunstancias en nuestro sistema gasista supone un riesgo en el suministro, debido a que ambas tienen una mayor probabilidad de producirse en los momentos de mayor consumo de gas, combinando sus efectos y pudiendo poner en peligro la cobertura de la demanda si la situación se mantiene durante un periodo prolongado de tiempo y / o no se prevé con suficiente antelación.

Para la previsión de estas situaciones, ENAGAS cuenta con dos fuentes de datos, el Instituto Nacional de Meteorología (INM), del que recibe un parte diario de temperaturas, y Meteológica, empresa de servicios que le proporciona alarmas de temperatura vía correo electrónico para detectar la aparición de olas de frío y calor. El INM proporciona las previsiones de los valores diarios, máximo y mínimo, de las temperaturas, en un horizonte temporal de 10 días, dentro del cual se asegura la fiabilidad únicamente de los datos correspondientes a los cuatro primeros días. Por lo tanto, para la realización de las estimaciones de la demanda con un horizonte temporal superior a los diez días, se tienen en cuenta condiciones normales de temperatura para la época del año de que se trate.

En la figura siguiente se muestran las evoluciones de las temperaturas máximas y mínimas reales durante el mes de enero de 2003, y se comparan con los valores normales (medias históricas) de éstas. En ella se puede observar una disminución de las temperaturas, tanto máximas como mínimas, durante los días comprendidos entre el nueve y diecinueve de enero y, posteriormente, también a finales de mes. Estas bajas temperaturas dieron lugar a un incremento significativo de la demanda de gas natural.

Asimismo se aprecia un aumento puntual de las temperaturas a principios de mes y entre los días veintiséis y veintiocho de enero.

Una información más detallada del cierre de puertos a nivel horario se muestra en la figura siguiente que obedece a la información aportada por las Autoridades Portuarias argelinas a la Embajada de España en Argelia.

Arzew		Bethioua		Skikda	
Cierre	Apertura	Cierre	Apertura	Cierre	Apertura
06/01/03 04:30	07/01/03 11:00	06/01/03 07:30	07/01/03 11:00	31/12/02 08:00	02/01/03 11:00
07/01/03 11:00	08/01/03 15:00	07/01/03 11:00	11/01/03 22:45	06/01/03 08:00	08/01/03 09:00
08/01/03 16:20	10/01/03 16:30	13/01/03 21:30	14/01/03 08:30	10/01/03 16:00	12/01/03 11:00
10/01/03 18:40	11/01/03 10:30	19/01/03 09:00	20/01/03 04:00	17/01/03 19:30	19/01/03 07:50
11/01/03 13:15	11/01/03 17:30	20/01/03 13:00	21/01/03 06:50	22/01/03 21:35	03/02/03 12:15
11/01/03 20:30	12/01/03 07:30	21/01/03 08:00	22/01/03 10:00		
13/01/03 22:00	14/01/03 05:00	24/01/03 23:00	25/01/03 07:10		
18/01/03 11:15	18/01/03 15:45	30/01/03 00:00	30/01/03 18:40		
19/01/03 09:00	20/01/03 04:00				
20/01/03 13:30	20/01/03 17:40				
21/01/03 07:45	22/01/03 07:00				
30/01/03 08:30	30/01/03 17:30				

Figura 2.b Fechas de cierre de puertos durante el mes de enero de 2003.
Fuente: Autoridades Portuarias argelinas.

La demanda prevista y la demanda real

ENAGAS señala que la aparición de la ola de frío que tuvo lugar entre los días 9 y 19 de enero, que provocó un incremento de la demanda convencional por encima de los valores previstos inicialmente por el sistema de predicción a largo plazo, fue anticipada con muy poca antelación tanto por el INM como por Meteorológica (el 7 y 8 de enero respectivamente). Debido a esto, su sistema de predicción de demanda no valoró un incremento adicional de la misma hasta las fechas señaladas. Con anterioridad a esta fecha, ENAGAS, basado en el comportamiento de la demanda durante los meses de noviembre y diciembre de 2002, en los que se registraron temperaturas anormalmente altas y consumos un 16% inferiores a los estimados por el sistema de predicción a medio plazo, se consideró una demanda total para enero de 2003 ligeramente inferior a la prevista

por dicho sistema. Así se refleja en el Plan de Operación de finales del mes de diciembre de 2002. Se considera que dicha práctica no se encuentra en línea con el principio de prudencia, teniendo en cuenta además que las variaciones de demanda suelen ser habituales en los meses de enero y que las estimaciones climatológicas no pueden preverse con fiabilidad en un horizonte lejano, debiendo tenerse en cuenta, especialmente en estos casos, datos históricos relativos al periodo temporal objeto de estimación.

A continuación se muestran una tabla en la que se compara la demanda total diaria prevista para el mes de enero, según el Plan de Operación (PO) del día 27 de diciembre de 2002 (columna 2), con la demanda real atendida durante dicho periodo (columna 3). Asimismo se muestran también los valores diarios estimados de la demanda interrumpida, no suministrada (columna 4) y los valores de la demanda total, en los que se incluye la suma de la demanda atendida y la interrumpida no suministrada (columna 5). Finalmente, en la última columna se añade un cálculo del desvío porcentual de la demanda total que debería haber sido suministrada, en relación con la demanda prevista en el Plan de Operación de 27 de diciembre de 2002.

1	2	3	4	5	6
Fecha	Demanda Prevista PO 27-dic	Demanda Atendida	Demanda Interrumpida estimada	Demanda Total	% Error (Total/Prev)
1/1/03	476,48	421,33		421,33	-11,6%
2/1/03	698,30	635,17		635,17	-9,0%
3/1/03	739,93	663,16		663,16	-10,4%
4/1/03	618,96	588,85		588,85	-4,9%
5/1/03	546,37	565,07		565,07	3,4%
6/1/03	553,61	604,97		604,97	9,3%
7/1/03	853,52	909,09		909,09	6,5%
8/1/03	878,49	958,06		958,06	9,1%
9/1/03	882,39	998,38		998,38	13,1%
10/1/03	879,69	991,53	19,55	1.011,08	14,9%
11/1/03	712,79	855,87	17,55	873,42	22,5%
12/1/03	641,78	762,37	14,45	776,82	21,0%
13/1/03	864,68	979,16	57,35	1.036,51	19,9%
14/1/03	915,70	980,71	80,67	1.061,38	15,9%
15/1/03	962,40	970,06	60,54	1.030,60	7,1%
16/1/03	961,00	966,02	61,12	1.027,14	6,9%

17/1/03	950,39	941,48	78,20	1.019,68	7,3%
18/1/03	769,88	789,91	33,06	822,97	6,9%
19/1/03	700,50	686,81	14,45	701,26	0,1%
20/1/03	922,17	892,12	29,27	921,39	-0,1%
21/1/03	948,99	906,94	58,91	965,85	1,8%
22/1/03	951,30	893,74	51,76	945,50	-0,6%
23/1/03	951,62	891,33	46,89	938,22	-1,4%
24/1/03	942,89	895,63	26,39	922,02	-2,2%
25/1/03	770,83	761,21		761,21	-1,2%
26/1/03	698,72	676,13		676,13	-3,2%
27/1/03	912,76	820,61		820,61	-10,1%
28/1/03	936,08	832,14		832,14	-11,1%
29/1/03	939,88	890,69		890,69	-5,2%
30/1/03	938,98	954,45		954,45	1,6%
31/1/03	931,47	1.010,82		1.010,82	8,5%
TOTAL	25.453	25.694	650	26.344	3,5%

Unidades: GWh

Figura 3. Demanda real vs demanda prevista según el Plan de Operación de 27 de diciembre de 2002. Fuente: ENAGAS

Según la tabla precedente, el valor mensual de la demanda estimada, 25.453 GWh, fue similar al de la demanda total (atendida + interrumpida), concretamente un 3,5% superior a éste. No obstante, dicho valor aporta una información insuficiente a la hora de realizar un análisis detallado de la situación objeto de esta resolución, debiendo entrar por tanto en el estudio de los datos a nivel diario.

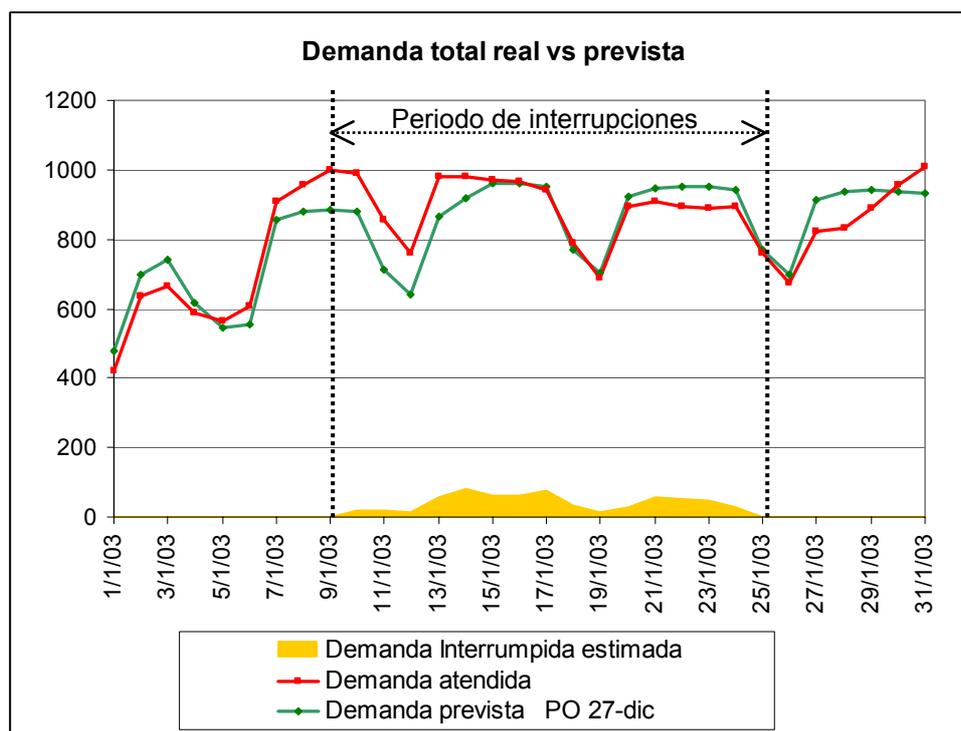


Figura 4. Demanda real vs demanda prevista según el Plan de Operación de 27 de diciembre de 2002. Fuente: ENAGAS

A nivel diario se observan desviaciones de la demanda total respecto a la prevista, que oscilan dentro del intervalo comprendido entre el $-11,6\%$ y un $22,5\%$. Concretamente, a principios de mes las desviaciones fueron negativas, esto es, la demanda real fue inferior a la prevista, debido a las temperaturas anormalmente altas que se registraron en esas fechas. Por el contrario, a partir del día 5 de enero la demanda total fue superior a la prevista, alcanzando cotas especialmente altas durante los días comprendidos entre los días 8 y 18 de enero. Este periodo se corresponde aproximadamente con el identificado por ENAGAS como el periodo de la ola de frío, responsable del incremento no previsto de la demanda convencional. En los días siguientes, del 22 al 29 de enero, volvieron a darse valores de la demanda inferiores a las previsiones, debido de nuevo a registros de temperatura fuera del rango normal adoptado por el Gestor. Finalmente, en los dos días finales del mes, se observa un nuevo incremento de la demanda real, motivados por una nueva ola de frío que dio lugar a máximas de temperaturas bajas, que se prolongaron durante los primeros días del mes de febrero. No obstante, aunque se verá más tarde, la demanda total

correspondiente al mes de febrero fue suministrada en su totalidad, alcanzando además en dichas fechas su valor diario histórico máximo.

Volviendo al análisis mensual de los valores anteriores, pero desagregándolos en, suministros realizados a través del mercado a tarifa y suministros realizados a través del mercado liberalizado, se tienen las siguientes cifras:

GWh	Demanda prevista PO 27-dic	Demanda atendida	Demanda Interrumpida estimada	Demanda Total	% Error (Total/Prev)
Tarifa	10.734	12.770	352	13.122	22,2%
ATR	14.719	12.924	297	13.221	-10,2%
Total	25.453	25.694	649	26.343	3,5%

*Figura 5. Demandas real, prevista e interrumpida mensual.
Fuente: ENAGAS*

De ellas se desprende que si bien la demanda total a tarifa fue un 22,2% superior a la prevista, la suministrada a través del mercado liberalizado fue inferior en un 10,2% a la demanda prevista, compensándose a nivel mensual parcialmente el déficit de la primera con el superávit de esta última.

3. 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 15 GWh/día, se cortó su suministro por completo entre los días comprendidos entre el 10 y 24 de enero. Las centrales térmicas de ciclo combinado sufrieron una restricción de las entregas de gas, estando limitadas éstas al 30% durante los días comprendidos entre el 10 y 17, y al 60% entre los días 18 y 24 de enero. Las centrales térmicas convencionales fueron limitadas al mínimo técnico entre los días 10 y 24 de enero, siendo atendidos únicamente los casos puntuales indicados por REE.

A continuación se muestra una tabla resumen de la demanda diaria interrumpida estimada por ENAGAS, desagregada por tipos: demanda convencional interrumpible, ciclos combinados y centrales térmicas convencionales.

Días de interrupción	Demanda Prevista PO 27-dic	Demanda Atendida	Demanda Interrumpida		
			Demanda convencional	Ciclos combinados	Centrales eléctricas convencionales
10/1/03	879,69	991,53	14,45		5,10
11/1/03	712,79	855,87	14,45		3,10
12/1/03	641,78	762,37	14,45		
13/1/03	864,68	979,16	14,45	26,57	16,33
14/1/03	915,70	980,71	14,45	54,71	11,51
15/1/03	962,40	970,06	14,45	34,58	11,51
16/1/03	961,00	966,02	14,45	35,16	11,51
17/1/03	950,39	941,48	14,45	52,24	11,51
18/1/03	769,88	789,91	14,45	14,85	3,76
19/1/03	700,50	686,81	14,45		
20/1/03	922,17	892,12	14,45	1,91	12,91
21/1/03	948,99	906,94	14,45	32,51	11,94
22/1/03	951,30	893,74	14,45	25,36	11,94
23/1/03	951,62	891,33	14,45	20,50	11,94
24/1/03	942,89	895,63	14,45		11,94
Total interrumpible:			217	298	135

Unidades: GWh

Figura 6. Demanda de gas natural interrumpida durante el mes de enero de 2003.
Fuente: ENAGAS

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

Agentes afectados	Fechas estimadas de interrupción	Cantidad interrumpida estimada (GWh)
Demanda Industrial interrumpible a tarifa	Del 10 al 24 de enero	217
CT convencionales	Del 10 al 24 de enero	135
CCGT Besos (Endesa)	Del 13 al 23 de enero	62
CCGT San Roque (Endesa)	Del 13 al 23 de enero	43
CCGT Besos (Gas Natural Comercializadora)	Días 13, 14 y 21 de enero	14
CCGT Castejón (Hidrocantábrico)	Días laborables del 13 al 23	125
CCGT San Roque (Gas Natural Comercializadora)	Días 13, 14 y 21 de enero	5
CCGT Castellón (Iberdrola)	Días 14, 17 y 18 de enero	48
	TOTAL	650

*Figura 7. Agentes afectados por las interrupciones de suministro y fechas estimadas.
Fuente: ENAGAS.*

De acuerdo con la información aportada por ENAGAS, *“las restricciones o interrupciones acaecidas estaban contempladas en los correspondientes contratos de suministro a tarifa o de ATR o, en su caso, fueron consensuadas con las empresas comercializadoras afectadas”*.

Tanto la demanda industrial como la de las centrales térmicas convencionales que sufrieron cortes durante el mes de enero, poseen contratos de suministro a tarifa de carácter interrumpible.

No obstante, el caso de las centrales de ciclo combinado es diferente. Todas ellas se suministraron a través del mercado liberalizado por medio de una compañía comercializadora, siendo las condiciones de abastecimiento libremente pactadas entre las partes, y no con ENAGAS. Por lo tanto, se puede pensar que las interrupciones señaladas por ENAGAS estaban contempladas en los contratos de acceso de terceros a la red.

En este sentido, a continuación se realiza un análisis de las condiciones de interrumpibilidad contenidas en los contratos de acceso a la red, firmados por las compañías comercializadoras para el abastecimiento de las centrales de ciclo combinado que sufrieron los cortes.

Condiciones de interrumpibilidad de los contratos de acceso de las centrales de ciclo combinado

- CCGT de Castellón (Iberdrola). 800 MW. En el anexo 6 de los Contratos de Prestación de servicios de regasificación y transporte a largo plazo firmado entre ENAGAS e Iberdrola Generación, se contemplan las condiciones especiales aplicables durante los periodos invernales 2002-2003 y 2003-2004. Según éstas: *“ENAGAS podrá suspender el suministro a la Central de ciclo combinado de Castellón en días de excepcional demanda por razones climatológicas. A estos efectos se consideran días de excepcional demanda por razones climatológicas aquéllos en los que la demanda nacional convencional (consumo no eléctrico) supere la cantidad de 705² millones de termias para el periodo invernal 2002 – 2003”*. En relación con los plazos de interrupción se añade: *“Los días de interrupción de suministro serán, como máximo, doce (12): de ellos, un máximo de seis días, seguidos o alternos, en el periodo comprendido entre el 1 de octubre del año 2002 y el 31 de marzo del año 2003 [...]”*
- CCGT's de San Roque (Gas Natural y ENDESA). 400 + 400 MW. Se establecen las mismas condiciones especiales aplicables durante el periodo invernal de 2002 – 2003 que en el caso del ciclo combinado de Iberdrola de Castellón, de acuerdo con el contrato de prestación firmado entre Gas natural comercializadora (compañía suministradora de ambos ciclos) y ENAGAS.
- CCGT's de Besós (Gas Natural y ENDESA). 400 + 400 MW. No se contemplan condiciones especiales de interrupción en el contrato firmado entre Gas Natural Comercializadora (compañía suministradora de ambos ciclos) y ENAGAS.
- CCGT de Castejón (HIDROCANTÁBRICO). 400 MW. Según las condiciones especiales aplicables durante los periodos de restricción de suministro de la Addenda al contrato de Prestación de servicios de transporte a largo plazo suscrito entre Gas Natural Comercializadora (compañía suministradora de dicho ciclo) y ENAGAS, durante el periodo del 1 de octubre de 2002 al 31 de

marzo de 2003: “ENAGAS no garantiza el suministro, pudiendo suspender totalmente el servicio, si bien dicha suspensión se comunicará a la Contratante al menos con 48 horas de antelación. ”

CCGT	Potencia (MW)	Promotor	Suministrador	Condiciones de interrumpibilidad invierno 2002-03
Castellón	800	Iberdrola	Iberdrola generación S.A.U.	6 días. En condiciones de excepcional demanda convencional (>820 GWh)
Besós	400	Gas natural	Gas natural comercializadora	Sin restricciones
San Roque	400	Gas natural	Gas natural comercializadora	6 días. En condiciones de excepcional demanda convencional (>820 GWh)
Besós	400	Endesa	Gas natural comercializadora	Sin restricciones
San Roque	400	Endesa	Gas natural comercializadora	6 días. En condiciones de excepcional demanda convencional (>820 GWh)
Castejón	400	Hidroantábrico	Gas natural comercializadora	Suministro no garantizado entre oct. 02 y mar. 03

Figura 8. Condiciones de interrumpibilidad de los contratos de acceso de las centrales de ciclo combinado. Fuente: CNE.

Según se desprende del análisis de la información contenida en los contratos de acceso a la red, los dos grupos de Besós sufrieron cortes de suministro a pesar de no estar contemplada tal posibilidad en las cláusulas de su contrato.

En el resto de los casos, con la excepción del ciclo de Castejón, si bien los contratos de acceso al sistema contemplan condiciones de interrumpibilidad en situaciones de elevada demanda convencional (superior a 820 GWh), las interrupciones reales fueron superiores a aquéllas. Como se ha dicho anteriormente y de acuerdo con la información aportada por ENAGAS, se limitaron las entregas de gas a las centrales de ciclo combinado al 30% durante los días 10 al 17 de enero y al 60% durante los días del 18 al 24 de enero, periodo superior a los seis días de interrupción máxima considerados en los contratos de acceso. En particular, Iberdrola, uno de los agentes afectados por los cortes de

² 705 millones de termias equivalen a 820 GWh.

suministro a su central de ciclo combinado de Castellón, pone de manifiesto este hecho por escrito ante la CNE en su carta de 26 de marzo: “Los contratos de regasificación y transporte de 9 de julio de 2001 contemplan unas condiciones especiales, que para el invierno 2002-2003 suponen que ENAGAS puede suspender el suministro de los servicios en días de excepcional demanda, definidos como aquellos en que la demanda nacional convencional supere la cantidad de 820 GWh/día. Esta restricción puede aplicarse un máximo de seis días seguidos o alternos, inferior a los 11 días de cortes reales aplicados”

A continuación se muestra una tabla con los valores de la demanda convencional durante los días de interrupción de suministro (entre el 10 y 24 de enero), destacando aquellos en los que la demanda convencional fue superior a los 820 GWh.

Días de interrupción	Demanda Convencional (GWh)
10/1/03	914,93
11/1/03	810,37
12/1/03	759,47
13/1/03	934,56
14/1/03	945,41
15/1/03	933,16
16/1/03	924,72
17/1/03	904,58
18/1/03	759,21
19/1/03	678,91
20/1/03	833,62
21/1/03	841,94
22/1/03	832,24
23/1/03	836,43
24/1/03	845,73

Figura 9. Demanda convencional durante los días de interrupción del suministro.
Fuente: CNE.

En cualquier caso, es conveniente tener en cuenta que las condiciones de posibilidad de interrupción a ciclos combinados contempladas en los contratos de acceso, surgieron a partir de la escasez de capacidad de transporte, ya que ENAGAS no podía garantizar tales suministros en situaciones de elevada

demanda, no tanto respecto a otras cuestiones, como la de escasez de gas en el sistema.

En relación con el proceso de comunicación de las interrupciones de suministro a los agentes afectados, Red Eléctrica de España (REE) ha puesto de manifiesto ante esta Comisión que *“REE fue la única fuente de información que tuvieron los afectados sobre la existencia de restricciones en la alimentación de gas, lo que creemos que no es en absoluto adecuado, entre otras cosas por los efectos negativos que ello tiene para la programación de la generación”*. Este hecho ha sido confirmado por Iberdrola, que informaba también a esta Comisión sobre la carta que REE envió a ENAGAS con fecha 10 de enero de 2003, *“donde se detallaba una programación orientativa de las Centrales Térmicas, necesaria para garantizar la seguridad del sistema eléctrico, como consecuencia de posibles restricciones en el suministro de gas, que ENAGAS había comunicado a REE esa misma mañana. Cabe resaltar que no hubo comunicación previa alguna de ENAGAS con Iberdrola al respecto”*. El lunes 13 de enero, Iberdrola recibió de REE a través del proceso de resolución de restricciones del mercado eléctrico, la comunicación adicional de que Castellón quedaba limitado al mínimo técnico de 8 a 22 horas. Posteriormente, Iberdrola contactó con ENAGAS tras esta comunicación para evaluar la situación, tras la que se acordó mantener un contacto diario. En consecuencia, se advierte la necesidad de mejora del proceso de comunicación entre empresas.

En la información aportada por el Gestor Técnico, éste cita el alto grado de saturación de las instalaciones gasistas del sistema español como una de las causas que contribuyó al fallo de suministro durante el mes de enero de 2003, ya que tal saturación *“impide disponer de un margen de maniobra que permita hacer frente a situaciones imprevistas”*.

Si bien es cierto que un incremento de la capacidad del sistema gasista es beneficioso y necesario para dotar al sistema de una mayor flexibilidad y seguridad, y para poder suministrar a futuros clientes, se considera que esta causa no fue la que propició las interrupciones de suministro durante el mes de

enero de 2003. Así lo demuestra el funcionamiento del sistema en fechas posteriores, en las que se pudo suministrar mayores demandas.

Así, durante el mes de febrero fue suministrada la totalidad de la demanda, que llegó a batir el record dos veces consecutivas (días 17 y 18 de febrero), superando considerablemente el valor de la máxima demanda atendida durante el mes de enero. Concretamente, la demanda total de gas natural del día 18 de febrero fue un 12,5% superior a la máxima registrada durante el mes de enero (día 31, posterior al periodo 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 febrero fueron atendidos sin interrupción alguna y en particular los consumos máximos de los días 17 y 18 de febrero, días de mayor uso de la capacidad de la red de transporte. Cabe añadir, que no hubo modificaciones reseñables de incremento de capacidad del sistema entre los meses de enero y febrero de 2003.

(GWh/día)	31/01/2003	17/02/2003	18/02/2003	Variación del día 18/02 respecto al día 31/01 (%)
Mercado convencional	877,6	889,8	939,7	7,1
Plantas satélite	32,6	44,2	43,3	32,8
Centrales térmicas	36,7	33,7	42,6	16,1
Ciclos combinados	64,0	75,2	111,8	74,7
Total demanda	1010,9	1042,9	1137,4	12,5

Figura 10. Días en los que se batió sucesivamente el record histórico de demanda total.

Fuente: CNE.

El razonamiento anterior permite apoyar la tesis de que no fue la escasez de capacidad de red la causante ni, por tanto, la justificación de los cortes de suministro que tuvieron lugar durante el mes de enero de 2003, ya que, por analogía, tal escasez debería haber causado, con mayor razón, cortes de suministro durante el mes de febrero. 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 gas natural en el sistema,

que se vio agravada por el cierre de puertos en Argelia y España, ya que propiciaron el retraso de varios de los cargamentos previstos para fechas anteriores a la de su descarga efectiva.

4. MEDIDAS LLEVADAS A CABO POR ENAGAS PARA PALIAR EL EFECTO DE INCREMENTOS DE DEMANDA NO ANTICIPADOS CON SUFICIENTE ANTELACIÓN

ENAGAS ha desarrollado varios criterios y procedimientos para llevar a cabo la programación de suministros, entre los que se encuentran los sistemas de predicción de la demanda descritos anteriormente. Éstos no son los únicos, y en la elaboración de sus programaciones, se tienen presentes también otros criterios. En particular, se citan a continuación algunos de ellos, relacionados con la gestión del sistema en caso de producirse una ola de frío, como la que tuvo lugar en el mes de enero de 2003.

La programación en los meses invernales se parametriza para que el sistema pueda hacer frente a una ola de frío mediante el estudio que ENAGAS denomina “*márgenes de cobertura de NIVEL 1*”, que aplicado al invierno 2002 – 2003 implicaba:

- *“Mediante estudios de la pasada historia, 10 – 15 años, se ha concluido que una ola de frío que impacte en el sistema gasista tiene una duración máxima de 2 semanas”*
- *“Su impacto en la demanda convencional supone un incremento de hasta un 9%, que en los meses invernales equivale a 2.000 GWh.”*
- *“La programación de los suministros y de la extracción de Almacenamientos Subterráneos se parametriza para poder hacer frente a este NIVEL 1, es decir, para poder hacer frente a un incremento de hasta 2.000 GWh en los meses invernales.”* Regla operativa derivada del NIVEL 1 aplicada a la programación del invierno:
 - o *“El Gasoducto del Magreb se programa no superior al 110% de su cantidad contractual, dejando un margen, hasta el máximo 117,6%, para la situación de NIVEL 1.*

- *Los Almacenamientos Subterráneos se programan reservando de su capacidad de extracción máxima, que varía a lo largo de la campaña de extracción invernal, 110 MNm³/mes también para NIVEL 1.*
- *Se supone una cierta capacidad de flexibilidad en el GNL que podría aportarse al menos 1 buque mediano adicional.*

A continuación se analiza cada uno de estos parámetros.

Incremento del suministro a través del gasoducto del Magreb

El volumen de gas diario máximo contratado para el gasoducto del Magreb es de 217 GWh/día, valor que supone el 117,5% de la capacidad nominal contratada en el mismo. Según la información extraída del Plan de Operación Mensual de 27 de diciembre de 2002, las cantidades diarias de gas previstas por ENAGAS se situaban en un valor de 219,5 GWh/día a partir del día 8 de enero, manteniéndose éste durante la mayor parte de los días comprendidos entre dicha fecha y el 31 de enero, periodo en el que se encuentra incluida la ola de frío. Es decir, ENAGAS programó para el periodo referido anteriormente unos suministros diarios de gas a través del gasoducto del Magreb un 18,9% superiores a la cantidad contractual. Esta información puede observarse de forma gráfica en la figura siguiente:

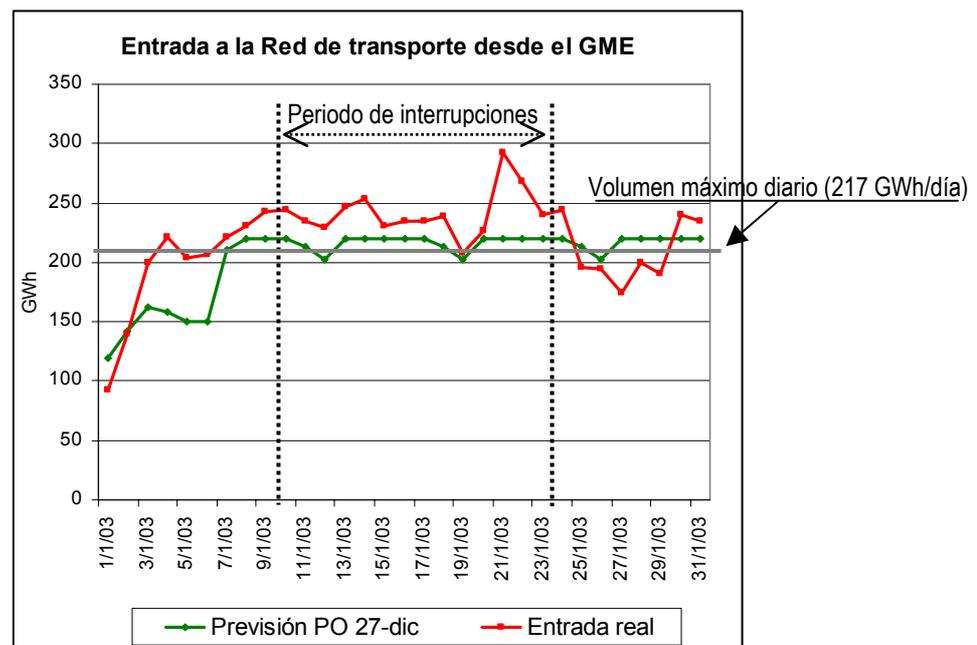


Figura 11. Entradas de gas natural por el gasoducto del Magreb previstas y reales para el mes de enero de 2003. Fuente. CNE.

Asimismo, ENAGAS incluye en la información aportada un mensaje dirigido a Gas Natural SDG con fecha 9 de enero de 2003, en el que solicita cantidades superiores a las contractuales en Tarifa: *“para las dos semanas siguientes, del 12 al 25 de enero, ENAGAS necesita como mínimo las cantidades nominadas (235 GWh/día) en TARIFA. Rogamos que realicen los máximos esfuerzos para asegurarnos estas cantidades o, en caso de imposibilidad, nos indiquen cual es el máximo disponible, por encima del contrato, para los días solicitados.”*

El valor de 18,5% referido anteriormente contrasta con una de las reglas operativas del programa de Nivel 1 expuesto anteriormente, según la cual el gasoducto del Magreb no se programa en cantidades superiores al 10% de su cantidad contractual, dejando un margen hasta el 17,6% para hacer frente a situaciones críticas. En definitiva, esta medida careció a priori de efectividad, puesto que las cantidades de gas fueron ya programadas por encima del margen de reserva propuesto.

No obstante, como puede observarse en la figura anterior, incluso habiendo programado ENAGAS cantidades por encima de la capacidad máxima teórica, 217 GWh/día, los suministros reales durante el periodo de la ola de frío fueron aún superiores a dicha cantidad. Concretamente, el día 21 de enero de 2003 se suministró una cantidad de gas a través del gasoducto del Magreb de 291,9 GWh/día, valor que es un 58,1% superior al volumen diario contractual.

Incremento de la extracción de gas natural de los almacenamientos subterráneos

En la información aportada por ENAGAS se incluyen diversas comunicaciones de éste a los agentes con capacidad de almacenamiento subterráneo contratada, enviadas con fecha del 3 de enero de 2003. En ellas se informaba de la situación de máxima extracción física en los almacenamientos subterráneos en la semana comprendida entre los días 4 y 10 de enero, durante la cual sólo sería posible asignarles como extracción en su programación semanal, la cantidad proporcional que le corresponda según su reserva de capacidad. Posteriormente fueron

enviados por ENAGAS sendos mensajes, con fechas 10 y 17 de enero, comunicando a los agentes con capacidad de almacenamiento subterráneo contratada, la prolongación de la situación descrita anteriormente durante las semanas del 11 al 17 y del 18 al 24 de enero respectivamente.

En la valoración de estos hechos por parte de ENAGAS, se afirma que tales limitaciones fueron realizadas para cubrir las necesidades del mercado a tarifa, “*al estar la extracción al máximo en los planes de operación y con la previsión de ola de frío*”.

A continuación se muestra una figura en la que se recogen los valores diarios previstos de extracción de gas natural de los almacenamientos subterráneos, según el Plan de Operación de 27 de diciembre de 2002, así como la evolución de los mismos durante el mes de enero.

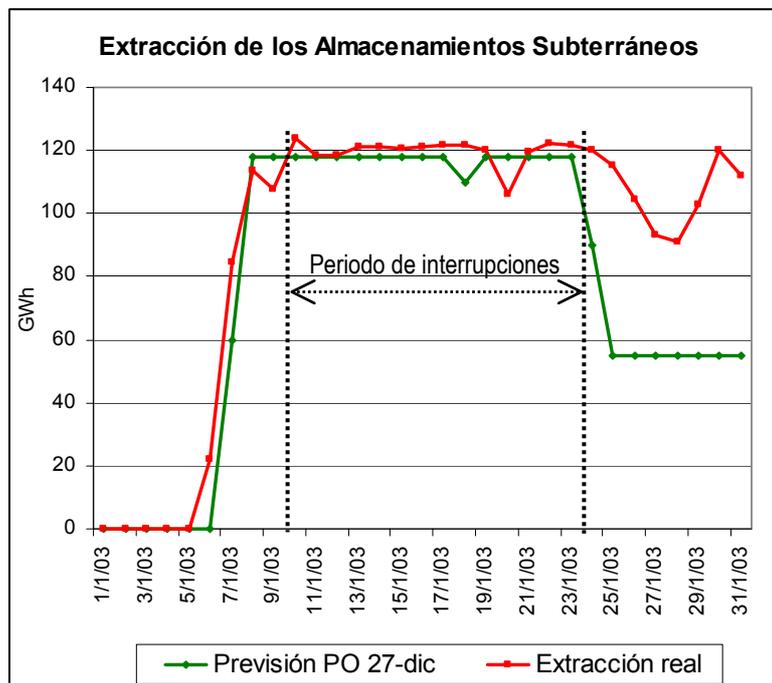


Figura 12. Extracciones de gas de los almacenamientos subterráneos previstas y reales para el mes de enero de 2003. Fuente: CNE.

Según se muestra en el gráfico anterior, el plan de operación del 27 de diciembre de 2002 ya preveía valores de extracción del gas natural contenido en los

almacenamientos subterráneos muy próximos a la capacidad máxima de los mismos. Esto dio lugar a un margen de maniobra muy reducido durante el periodo en el que tuvo lugar la interrupción del suministro. En particular, la extracción diaria real media durante los días centrales de la ola de frío, del 12 al 18 de enero, fue superior a la prevista en un valor en torno al 2%.

Esto pone de manifiesto la escasa efectividad de la regla contenida en el programa de NIVEL 1, según la cual ENAGAS dice que los almacenamientos subterráneos se programan reservando parte de su capacidad de extracción máxima para hacer frente a situaciones críticas. Si bien en dicha regla se indica el volumen mensual de gas reservado a tal fin 110 Mm³(N), llama la atención que ésta medida no se determine sobre la capacidad máxima a nivel diario y se haga a nivel mensual. Las situaciones de olas de frío, típicamente dan lugar a incrementos elevados de la demanda durante periodos no muy elevados de tiempo, en los que se requiere puntualmente mayores cantidades de gas que las previstas. Por lo tanto, la definición cuantitativa de esta medida como una cantidad global mensual de gas reservado en los almacenamientos subterráneos, no se considera acorde con el objeto de la misma.

Aportación de un buque mediano adicional

Dentro de la cautela que debe presidir la cobertura de la demanda, llama la atención el bajo nivel del GNL almacenado en los tanques de las plantas de regasificación previsto para el mes de enero (ver figura 14), hecho que disminuyó la efectividad de los suministros adicionales planificados en los “márgenes de cobertura de NIVEL 1”. En particular, en la regla relativa a la flexibilidad en el GNL, considerando que podría aportarse al menos 1 buque mediano adicional, conviene decir que no hubo ningún buque adicional hasta el día 17 de enero, fecha en que descargó el buque Palmaria, ocho días después de tener confirmación de la ola de frío.

Los suministros adicionales planteados por ENAGAS para hacer frente a la situación de una ola de frío, procedieron únicamente del gasoducto del Magreb,

ya que los almacenamientos subterráneos no aportaron una cantidad de gas natural significativamente superior a la programada (en el Plan de operación de 27 de diciembre de 2002), por estar ya al máximo durante los días de los cortes de suministro, y, como se verá en el epígrafe siguiente, al no producirse la entrada de ningún buque adicional hasta el día 17 de enero, fecha en que descargó el buque Palmaria, ocho días después de tener confirmación de la ola de frío

5. APROVISIONAMIENTOS DE GAS NATURAL LICUADO

Descargas de GNL previstas y reales

En la figura siguiente, se muestra una tabla con la programación de buques según el Plan de operación del 27 de diciembre de 2002, así como las fechas de descarga real de los mismos. En la parte superior se han añadido las fechas de cierre de los puertos de los terminales de licuefacción argelinos (Bethioua, Skikda y Arzew) de acuerdo con la información aportada por Sonatrach y de los puertos de las plantas de regasificación españolas, Cartagena y Huelva. Los cuadros de color salmón indican las fechas previstas de descarga de los buques y los cuadros de color azul indican las fechas reales de inicio de descarga de los mismos. Cuando en la fila correspondiente a algún buque aparece únicamente un cuadro de color azul, significa que la fecha real de descarga coincidió con la prevista. Además se señalan con flechas los intercambios y las sustituciones de buques.

BUQUE	Destinat. del gas	Cap. (m3)	Origen	Destino	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
	Bethioua																																					
	Arzew																																					
	Skikda																																					
	Cartagena																																					
	Huelva																																					
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Bethioua	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Bethioua	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Libia	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Skikda	Cartagena																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Arzew	Cartagena																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Bethioua	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Qatar	Huelva																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Arzew	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Bethioua	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Bethioua	Cartagena																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Skikda	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Arzew	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.																																				
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Nigeria	Cartagena																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Bethioua	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Libia	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Bethioua	Cartagena																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Arzew	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Skikda	Cartagena																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Skikda	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.																																				
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Bethioua	Cartagena																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.																																				
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Nigeria	Huelva																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Qatar	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Arzew	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Bethioua	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Nigeria	Cartagena																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.																																				
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Libia	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Nigeria	Huelva																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	T&Tobago	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.																																				
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.																																				
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.																																				
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Bethioua	Carta/Huel																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Bethioua	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Libia	Barcelona																																		
CONFIDENCIAL	CONFIDENCIAL	CONFID.	Qatar	Cartagena																																		

Cierre de puertos

Orange	Aparece en el Plan de operación del 27 de dic 2002
Green	Adicionales o de otros meses
Blue	Descarga real y cantidad
Yellow	Sustituye a otros

Blue	Fecha de descarga real
Orange	Fecha de descarga prevista

Figura 13. Descargas de buques previstas y reales

Según se observa en la figura, las descargas de los buques metaneros en las plantas de regasificación españolas durante el mes de enero estuvieron marcadas por los retrasos. Existe una diversidad de causas indicadas por ENAGAS que explican estos retrasos, aunque la mayoría pueden agruparse en tres bloques: aquellos derivados de las demoras en la carga de los buques por parte de los suministradores de GNL, los debidos a los retrasos acumulados en las cargas anteriores del mismo buque y los provocados por los cierres de puertos argelinos y/o españoles. No obstante, algunos de los cargamentos llegaron a la planta de regasificación de acuerdo con la fecha programada o incluso antes de ésta. En cualquier caso, la gestión de los movimientos de los buques metaneros es una tarea compleja llevada a cabo por el Gestor Técnico del Sistema que, para mantener la seguridad del sistema emplea su experiencia acumulada en esta labor a lo largo de los años.

Con objeto de determinar si alguno de los buques que estaban programados para abastecer al mercado español no llegó a su destino por ser desviado a otros mercados, se ha hecho un seguimiento de los cargamentos previstos inicialmente y de aquellos que tuvieron lugar efectivamente. A continuación se destacan aquellos hechos singulares, que van más allá del retraso de los cargamentos, como la sustitución de unos buques por otros, la aparición de cargamentos adicionales o la desaparición de descargas programadas inicialmente:

- El buque Anabella del día 11 (33.500 m³) fue sustituido por un buque menor, el Cinderella (24.200 m³)
- El buque Cinderella del día 14 (24.200 m³) junto con el buque Laieta del 20 (38.500 m³) fueron sustituidos por el buque Methania del día 17 (125.000 m³), cuya descarga superaba a la prevista por los dos anteriores.
- El buque Anabella del día 21 (33.500 m³) es sustituido por el buque Cinderella del día 27 (24.200 m³).
- El buque Sokoto del día 24 (132.000 m³) es sustituido por el buque Lagos del día 23 (119.000 m³).

- Aparece un cargamento adicional el día 17, a cargo del buque Palmaria, con un capacidad de 39.000 m³.
- Desaparecen las descargas del buque M. Polar (57.000 m³) programadas para los días 26 y 29, por cierre del puerto de Bethioua. No obstante, estos hechos tuvieron lugar en una fecha posterior a la interrupción de los suministros.

Cabe destacar que los mayores retrasos fueron los registrados por los buques procedentes de los puertos argelinos, especialmente en aquellos cargamentos previstos para el entorno de las fechas de cierre de dichos puertos. A diferencia de éstos, los buques procedentes de otros países, realizaron sus descargas en fechas muy próximas a la prevista o incluso con adelanto sobre la misma. Por lo tanto, parece razonable pensar que las demoras en las descargas se produjeron principalmente debido a los cierres en los puertos de Argelia por condiciones meteorológicas adversas.

En el caso de los aprovisionamientos de GNL para el mercado a tarifa, se observa que el 63% de éstos fueron debidos a descargas procedentes de puertos argelinos, mientras que el 37% de los cargamentos restantes tenían como país de origen Libia, Nigeria y Qatar.

Dado que ENAGAS justifica cada uno de los retrasos y cambios de unos buques por otros, no se puede deducir que alguno de los buques programados haya sido desviado hacia otros mercados con el objeto de aprovechar mejores condiciones económicas para la venta del GNL, como ha sugerido alguno de los agentes implicados por los cortes de suministro. Esto es, los buques programados llegaron a su destino. No obstante, se considera necesario entrar en el estudio en detalle de las cantidades de GNL previstas inicialmente y las efectivamente descargadas, a partir de las existencias en los tanques de GNL de las plantas de regasificación.

Nivel de los tanques de GNL

En la figura siguiente se muestra la evolución de las previsiones del nivel total de los tanques de GNL de las tres plantas de regasificación operativas, según los planes de operación de los días 27 de diciembre y 7 de enero, así como la evolución real del GNL almacenado en los mismos.

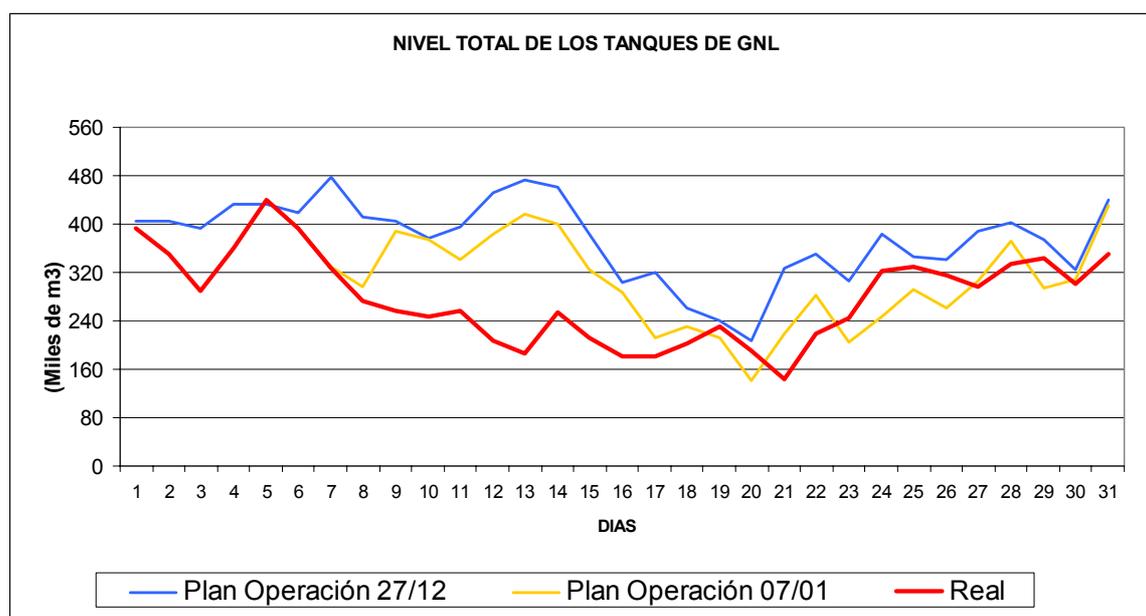


Figura 14. Evolución real y prevista del nivel global de los tanques de GNL de las plantas de regasificación. Fuente: CNE.

Según puede observarse, el nivel total del gas natural licuado almacenado³ alcanzó niveles muy bajos, especialmente durante los días comprendidos dentro del periodo en el que se produjeron los cortes de suministro. De acuerdo con las explicaciones de ENAGAS, el hecho de que se registrase un nivel tan bajo en los tanques de GNL fue debido esencialmente al cierre de los puertos de Argelia, que motivaron el retraso de las entregas en las plantas de regasificación españolas.

No obstante, en el Plan de operación del 27 de diciembre de 2002 ya se esperaban niveles de GNL bajos para mediados del mes de enero. En concreto, se estimaba un nivel de 207.900 m³ para el día 20 de enero, lo que suponía el

³ El nivel máximo de llenado de tanques es de 560.000 m³ de GNL, si bien es necesario dejar hueco suficiente para la descarga de buques.

37% de la capacidad de almacenamiento de GNL. Esta situación fue aún más acusada en el parte de operación del 7 de enero de 2002 previo a la ola de frío, en el que se estimaba para ese mismo día un nivel en tanques de 141.000 m³, el 25% de la capacidad total. Este último valor está próximo al mínimo técnico necesario, teniendo en cuenta que los tanques de almacenamiento precisan de un nivel de llenado mínimo del 10% para poder operar⁴.

Asimismo, en los planes de operación del mes de enero aparecen sucesivos mensajes que ponen de manifiesto esta situación. A modo de ejemplo, en el Plan de Operación del día 8 de enero aparece la siguiente observación: *“Déficit de GNL a mediados de mes. Necesidad nuevos aprovisionamientos antes del día 17”*.

En la figura siguiente, en la que se comparan los niveles reales totales de los tanques de GNL durante los meses anterior y posterior al mes de enero de 2003, con los niveles previstos para dicho mes de acuerdo con el Plan de Operación del día 7 de enero. En ella se observa de nuevo el bajo nivel de los tanques en comparación con la operación de los mismos en otros meses, en los que en ningún momento se alcanzó un límite inferior al 30% de la capacidad total.

⁴ En el caso del tanque TK1400 de la planta de Barcelona, con una capacidad de 80.000 m³, el nivel mínimo de llenado requerido son 30.000 m³.

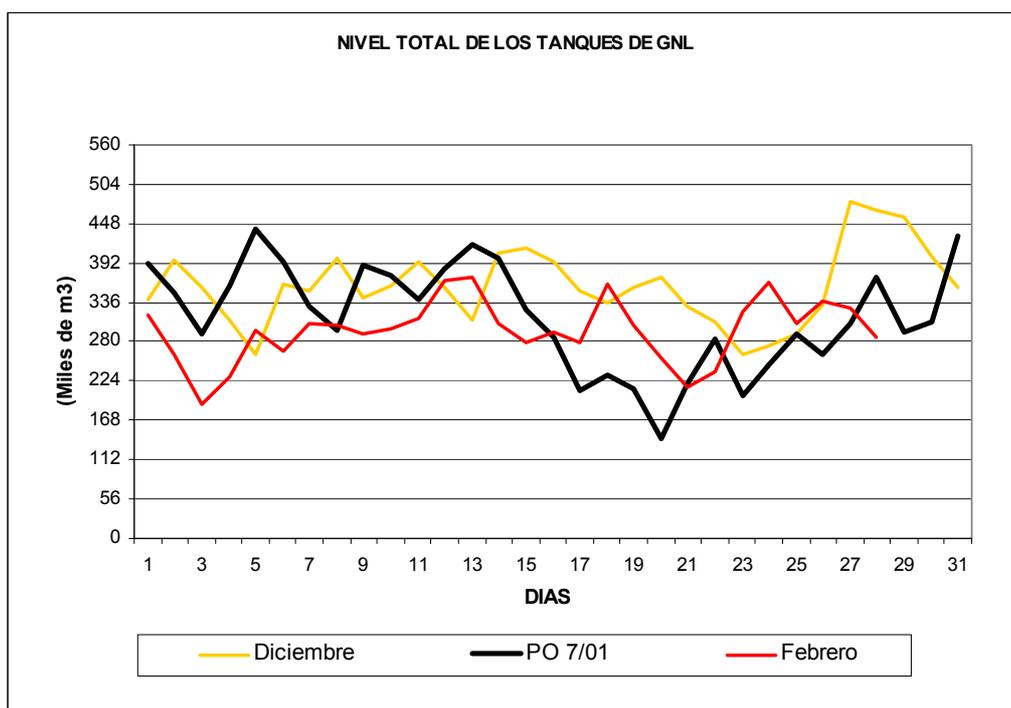


Figura 15. Evolución real de diciembre y febrero y prevista de enero, del nivel global de los tanques de GNL de las plantas de regasificación. Fuente: CNE.

En definitiva, como muestran los diferentes partes de operación (27 de diciembre y 7 de enero) la programación de ENAGAS contaba con unos niveles en tanques bajos para determinados días del mes, de forma que el sistema no disponía de gas suficiente para adaptarse al déficit de GNL provocado por el cierre de puertos.

Cabe destacar que, pese a las reiteradas solicitudes por parte de ENAGAS de nuevas aportaciones de gas natural licuado a Gas Natural Aprovisionamientos, no se obtuvo un cargamento adicional procedente de un buque metanero, el Palmaria con una capacidad de 39.000 m³ de capacidad, hasta el día 17 de enero de 2003.

6. BALANCE DEL SISTEMA

Consideraciones previas

El Gestor Técnico del Sistema es el encargado de realizar balances de gas natural y gas natural licuado individualizado para cada uno de los agentes que utilicen las instalaciones del Sistema Gasista. Estos balances contienen

información relativa al cómputo energético de las entradas y salidas, nivel de existencias y nivel de autonomía.

La versión 22 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema distinguen dos tipos de desbalances:

- Desbalance individual: se produce cuando las existencias operativas del Usuario o Transportista, en Plantas de Regasificación y/o en la Red de Transporte, alcanzan los límites inferiores establecidos en la legislación vigente y en dichas normas.
- Desbalances del sistema: son aquellas desviaciones transitorias en los aprovisionamientos de gas o en la demanda que provocan déficit de gas en el sistema.

Asimismo, señalan que las situaciones de desbalance en el sistema gasista podrán ser ocasionadas, entre otras, por la falta de existencias de gas natural en los tanques de GNL de las plantas de regasificación debido al cierre de puertos de carga y/o descarga de GNL, así como en general cualquier situación provocada por un incremento imprevisibles de la demanda del mercado regulado.

En lo relativo al almacenamiento operativo, la legislación establece que el peaje de regasificación incluye el derecho a un almacenamiento operativo de GNL en planta equivalente a 5 días de la capacidad de regasificación contratada (a partir del 1 de enero de 2004 pasará a ser 10 días). Asimismo, el peaje de transporte y distribución incluye un almacenamiento operativo correspondiente a 5 días de la capacidad de transporte y distribución contratada. Este almacenamiento físicamente debería corresponder al gas contenido dentro de los gasoductos.

Sin embargo, tal como se puso de manifiesto en el Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura, año 2002, actualmente no existe capacidad física suficiente en el sistema para proporcionar el almacenamiento operativo que reconoce la regulación actual.

	Días de autonomía máximos (*)	Relación capacidad total/ ventas firmes año 2001 (días)	Relación existencias medias de gas / ventas firmes (días)
Tanques (GNL)	6	7,2	2,8
Gasoductos (GN)		0,5	0,2

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

Figura 16. Almacenamiento operativo del sistema

Fuente: CNE

Como puede comprobarse, no existe capacidad suficiente ni en planta ni en gasoducto para proporcionar a los diferentes agentes un almacenamiento operativo de 5 días.

A continuación se muestra una tabla en la que aparece el balance de gas natural durante el mes de enero de 2003 desagregado por compañía comercializadora que aporta gas para su consumo en el mercado liberalizado y ENAGAS como transportista, responsable de suministrar el gas para los consumidores a tarifa. En ella se contabilizan las existencias de gas a principios y finales de mes en gasoductos y plantas de GNL (de forma conjunta) así como en los almacenamientos subterráneos, las entradas y salidas de la red de transporte y las inyecciones y extracciones de los almacenamientos subterráneos.

(GWh)	EXISTENCIAS INICIALES			Entradas / Oferta	Salidas / Demanda	Inyección AASS	Extracción AASS	EXISTENCIAS FINALES		
	Existencias iniciales (GNL + transporte)	Existencias iniciales (AASS)	Existencias totales					Existencias finales (AASS)	Existencias finales * (GNL + transporte)	Existencias totales
CONFIDENCIAL	1.454,2	651,1	2.105,3	1.098,4	1.992,3		306,3	344,8	552,8	897,6
CONFIDENCIAL	360,7	50,3	411,0	776,4	895,4		50,3		344,5	344,5
CONFIDENCIAL	7,0		7,0	20,9	20,8				6,9	6,9
CONFIDENCIAL	193,2	37,9	231,1	633,5	489,2	23,0		60,0	224,5	284,5
CONFIDENCIAL	1.849,6	1.510,0	3.359,6	8.579,0	6.847,7		298,0	1.212,0	3.524,5	4.736,5
CONFIDENCIAL	23,0	58,3	81,3	259,2	263,4		15,0	43,3	17,7	61,0
CONFIDENCIAL	1.268,1		1.268,1	1.754,6	1.479,0				1.532,5	1.532,5
CONFIDENCIAL	396,9	93,2	490,1	653,3	683,7		13,1	80,2	360,6	440,8
CONFIDENCIAL	78,5	169,3	247,8	434,6	445,8			169,3	65,4	234,7
CONFIDENCIAL	1.368,5		1.368,5		300,0				1.067,3	1.067,3
TOTAL ATR	6.999,7	2.570,1	9.569,8	14.209,9	13.417,3	23,0	682,7	1.909,6	7.696,7	9.606,3
CONFIDENCIAL	-3.657,4	18.871,9	15.214,5	11.913,1	12.576,7		2.205,3	16.681,4	-4.544,4	12.137,0
TOTAL	3.342,3	21.442,0	24.784,3	26.123,0	25.994,0	23,0	2.888,0	18.591,0	3.152,3	21.743,3

* Una vez consideradas mermas y autoconsumos e intercambios

Figura 17. Balance mensual de existencias por compañía comercializadora y ENAGAS transportista. Enero de 2003.
Fuente: ENAGAS.

Balance de gas de las compañías comercializadoras

Como puede apreciarse en la tabla anterior, todas las compañías comercializadoras presentan un balance mensual de existencias positivo, tanto en existencias de gas natural en gasoductos y GNL en plantas de regasificación, como en existencias en los almacenamientos subterráneos.

Asimismo, aunque no se incluyen los valores numéricos de los balances diarios de gas natural en este informe, debido al volumen de información que supone, también se ha procedido al análisis de dicha información. Como resultado se ha llegado a la conclusión de que ninguna de las compañías comercializadoras, a excepción de Edison, estuvo en situación de desbalance en ninguno de los días del mes de enero. En el caso de Edison, el desequilibrio tuvo lugar únicamente durante el día 8 de enero, antes de las restricciones de suministro, y el valor del mismo de 0,185 GWh, es despreciable en comparación con el consumo diario de gas total de 958,06 GWh.

Balance de gas de ENAGAS

ENAGAS, como compañía transportista, es responsable de adquirir gas natural para su venta a los distribuidores, encargados del suministro a tarifa.

No obstante, la situación de balance en el caso de ENAGAS, como compañía transportista que adquiere gas natural para su venta a los distribuidores encargados del suministro a tarifa, es diferente al de cualquier otra compañía comercializadora. Como ya se ha señalado, no existe capacidad suficiente en el sistema para proporcionar el almacenamiento operativo en gasoducto y en tanques de almacenamiento de GNL que reconoce la regulación actual, de manera que ENAGAS soporta esta falta de capacidad con unas existencias negativas.

Puesto que tal signo carece de sentido físico, ya que, por definición, unas existencias de gas pueden ser únicamente positivas o a lo sumo nulas, ENAGAS

lo explica de la siguiente manera: *“El sistema gasista permite a las empresas comercializadoras mantener existencias operativas equivalentes a 5 ó más días de consumo en tanques y gasoductos de transporte. Estas existencias, en la cuantía en que son superiores a la capacidad real de almacenamiento en las instalaciones, son soportadas por ENAGAS con existencias reales en almacenamientos subterráneos. Las cantidades negativas de existencias de ENAGAS representan exactamente la cantidad almacenada al efecto en los Almacenamientos Subterráneos.”*

Teniendo en cuenta lo anterior, se analiza de nuevo la figura 17, que muestra el balance mensual de cada agente.

Los valores de las existencias iniciales de gas natural licuado, así como de gas natural en los gasoductos de la red de transporte indicadas para cada agente (primera columna de la tabla), pueden no corresponderse con unas existencias físicas reales de cada uno de ellos en tales infraestructuras.

Esto es así por dos motivos: en primer lugar, debido a la capacidad limitada de almacenamiento de gas natural licuado en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los gasoductos de la red de transporte, que, a pesar de lo que impone la reglamentación, físicamente no es suficiente para dar cabida a la totalidad de las cantidades de existencias operativas reconocidas a los agentes; y en segundo lugar debido a la contabilidad de existencias llevada a cabo por el Gestor Técnico del Sistema, que da un tratamiento diferenciado a ENAGAS como transportista, del resto de las compañías comercializadoras. Es decir, reconoce el almacenamiento operativo correspondiente a las compañías comercializadoras e imputa a ENAGAS la diferencia entre el almacenamiento reconocido a las empresas comercializadoras y la capacidad real del sistema.

De acuerdo con el primer motivo es preciso distinguir entre el almacenamiento operativo en tanques de GNL y en gasoducto. Así está prevista la construcción de nuevos tanques de GNL en las plantas de regasificación existentes que proporcionarán el almacenamiento operativo de 5 días. Sin embargo, en lo

relativo al almacenamiento operativo en gasoducto, no se puede cumplir físicamente, por lo que sería necesario modificar la regulación. De acuerdo con el segundo motivo, ENAGAS con el fin de cumplir la norma asigna parte de las existencias mencionadas anteriormente de cada compañía comercializadora, en los almacenamientos subterráneos, aunque para cada agente en particular dichas existencias computen como existencias de GNL o de gas natural almacenado en los gasoductos de transporte. La cantidad total de éstas a principios del mes de enero se corresponde exactamente con las existencias iniciales de ENAGAS de - 3.657,4 GWh, de ahí el signo negativo. De ello se desprende que ENAGAS, como transportista que incorpora gas al sistema, no cuenta con existencias operativas de gas natural en tanques de GNL ni en los gasoductos de la red de transporte.

Es decir que ENAGAS, a diferencia del resto de los agentes que introducen gas en el sistema, no cuenta con un balance físico y contable diario de gas en dichas infraestructuras. Éste opera frecuentemente con el gas perteneciente al resto de las compañías, cuyas aportaciones contribuyen además al mantenimiento de los niveles mínimos de llenado de los tanques de GNL y de la presión mínima necesaria para la operación de la red de gasoductos.

En cualquier caso, conviene tener en cuenta que la compensación de parte de las existencias de GNL y de gas natural operativo de los gasoductos de transporte por existencias en los almacenamientos subterráneos, no tiene un carácter de sustituibilidad real, debido a la diferente disponibilidad del gas contenido en las distintas infraestructuras. La capacidad de extracción del gas contenido en los almacenamientos subterráneos es muy reducida en comparación con la capacidad de emisión del gas contenido en los tanques de las plantas de regasificación. En este sentido, cabe decir que durante los días en los que tuvo lugar la demanda máxima, había unas existencias de gas natural en los almacenamientos subterráneos muy superiores a los consumos diarios. Sin embargo, debido a las limitaciones físicas del sistema, la capacidad de extracción de dichos almacenamientos se situó en los niveles máximos, no siendo posible extraer más gas para abastecer a la totalidad de la demanda.

Infraestructura	Capacidad de extracción m³(n)/h
Planta de Barcelona	1.200.000
Planta de Cartagena	600.000
Planta de Huelva	450.000
TOTAL Plantas de Regasificación	2.250.000
Almacenamiento de Serrablo	191.667
Almacenamiento de Gaviota	237.500
TOTAL AASS	429.167

Figura 18. Capacidad de extracción de las plantas de regasificación de los almacenamientos subterráneos. Fuente: CNE.

Por lo tanto se considera que ENAGAS debería disponer de un cierto nivel de existencias operativas propias de gas natural tanto en forma de GNL como en gasoducto. Dado que la capacidad de almacenamiento en dichas infraestructuras no permite cumplir la reglamentación, podría tener lugar un reparto equitativo o proporcional de la capacidad, de modo que todos los agentes pudieran disponer de ella. Esto daría lugar a un tratamiento equitativo de todos los agentes y a una mayor seguridad y flexibilidad en el suministro.

En definitiva, las condiciones de flexibilidad que confieren los almacenamientos operativos reconocidos en la legislación actual, deben ser tratados de forma semejante para todos los agentes que operen en el sistema, incluyendo a ENAGAS en su condición de suministrador a tarifa. En cualquier caso la flexibilidad que proporcionan los almacenamientos operativos en tanques de GNL y en gasoducto, deben reflejar su disponibilidad física real , esto es, la regulación debe ser coherente con la capacidad física de las instalaciones.

CUARTO.- ANÁLISIS DE LAS CAUSAS Y CONSECUENCIAS DE LAS RESTRICCIONES.

1. SOBRE LA PREDICCIÓN DE LA DEMANDA

Como se ha visto en el capítulo anterior, la previsión de demanda de gas natural realizada por ENAGAS con fecha 27 de diciembre de 2002, antes del inicio del mes de enero, fue muy próxima al consumo real en dicho mes. No obstante, desagregando la información por tipos de mercado, mientras que la demanda mensual real del mercado liberalizado fue un 10,2% inferior a la prevista, la demanda del mercado a tarifa fue un 22,2% superior.

En el caso del análisis de la información a nivel diario, se observan desvíos importantes de la demanda real en relación con la prevista, que oscilan dentro del intervalo comprendido entre el -11,6% y el 22,5%. Concretamente, a principios de mes las desviaciones fueron negativas, esto es, la demanda real fue inferior a la prevista, debido a las temperaturas anormalmente altas que se registraron en esas fechas. Por el contrario, a partir del día 5 de enero la demanda total fue superior a la prevista, alcanzando cotas especialmente altas durante los días comprendidos entre los días 8 y 18 de enero. Este periodo se corresponde aproximadamente con el identificado por ENAGAS como el periodo de la ola de frío, responsable del incremento no previsto de la demanda convencional. En los días siguientes, del 22 al 29 de enero, volvieron a darse valores de la demanda inferiores a las previsiones, debido de nuevo a registros de temperatura fuera del rango normal adoptado por el Gestor. Finalmente, en los dos días finales del mes, se observa un nuevo incremento de la demanda real sobre la prevista, motivado por una nueva ola de frío que dio lugar a máximas de temperaturas bajas, que se prolongaron durante los primeros días del mes de febrero.

Es preciso hacer notar que la demanda a tarifa es la que presenta una mayor variabilidad por ser mayor su correlación con la temperatura, de ahí que sea más difícil predecir su comportamiento.

2. SOBRE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA GASISTA

Si bien es cierto que un incremento de la capacidad del sistema gasista es beneficioso y necesario para dotarlo de una mayor flexibilidad y seguridad, y para poder suministrar a futuros clientes, se considera que *“el alto grado de saturación”* del mismo no fue la causa que propició las interrupciones de suministro que tuvieron lugar durante el mes de enero de 2003, ya que los cortes de suministro que tuvieron lugar entre los días 10 y 24 de dicho mes, fueron debidos esencialmente a una escasez de gas en el sistema.

3. SOBRE LA PROGRAMACIÓN DE LA OFERTA

Como ya se ha indicado en el apartado dedicado a los aprovisionamientos de gas natural licuado, las previsiones de llenado de los tanques de GNL hecha a principios del mes de enero, antes de tener pruebas inequívocas de la proximidad de la ola de frío, ya anunciaban que se alcanzarían unos niveles bajos a mediados de mes. Asimismo, según la información aportada por ENAGAS, desde el día 3 de enero de 2003, y posteriormente los días 10 y 17 del mismo mes, *“se comunicaba a los comercializadores que tienen contratos de almacenamiento subterráneo y por tanto con derecho a extracción, que al estar la extracción al máximo en los planes de operación y con la previsión de ola de frío, limiten la misma para cubrir las necesidades del mercado a tarifa, cumpliendo la reglamentación vigente”*. Por lo tanto, se entiende que si bien no se tenía la certeza sobre las fechas en que tendría lugar una ola de frío, sí se tenía en cuenta la posibilidad de que ésta tuviera lugar en los próximos días, como así lo indica la referencia a la información de ENAGAS reseñada anteriormente. Esta posibilidad debería haber supuesto una mayor cautela en la programación.

A continuación se recogen las conclusiones del apartado 4.4 en el que se analiza las medidas adoptadas por ENAGAS para paliar el efecto de los incrementos de demanda no anticipados con suficiente antelación.

El incremento de la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos al máximo, adoptado por ENAGAS antes de que tuviera lugar la ola de frío, limitó la efectividad de dicha medida cuando las bajas temperaturas provocaron un incremento de la demanda. Por lo tanto, se carecía de la reserva de capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos para hacer frente a una ola de frío, en contra de los denominados “márgenes de cobertura de NIVEL 1” teóricamente aplicados por ENAGAS.

Otra de las reglas operativas previstas para hacer frente a esta situación, consistente en la suposición de *“cierta capacidad de flexibilidad en el GNL que podría aportarse al menos 1 buque mediano adicional”* no se hizo efectiva hasta el día 17 de enero de 2003, pese a los repetidos mensajes sobre la necesidad de nuevos aprovisionamientos que aparecen en sucesivos Planes de Operación.

Asimismo, en el caso de la medida de seguridad propuesta por ENAGAS relativa al gasoducto del Magreb y consistente en no programarlo por encima del 110% de su capacidad contractual, dejando un margen hasta el máximo del 117,6% no tuvo lugar, ya que las cantidades diarias de gas previstas con anterioridad al inicio del mes de enero eran ya superiores a aquélla (118,9%). No obstante, incluso habiendo previsto un uso del gasoducto por encima de la capacidad máxima contractual, en los días de la ola de frío, los suministros de gas a través de este gasoducto fueron aún superiores a los valores programados, llegando a rebasar la capacidad diaria contractual en un 58,1%. Por lo tanto, aunque tampoco esta medida fue cumplida, según se enuncia en el estudio de *“márgenes de cobertura de NIVEL 1”*, el gas procedente del gasoducto del Magreb sí supuso un suministro adicional durante los días de la ola de frío al hacer uso ENAGAS de su capacidad por encima de los niveles máximos teóricos contratados. Conviene decir al respecto que se desconocen las condiciones en las que esta circunstancia puede tener lugar, pero, en cualquier caso la regla de NIVEL 1 anteriormente comentada no es consistente con este hecho.

Cabe señalar que, puesto que todas⁵ las compañías comercializadoras contaron con un balance diario de existencias de gas positivo, a pesar de los retrasos generalizados en las descargas de los buques de GNL programados, el déficit de gas en el sistema fue debido a la falta de aprovisionamientos de GNL por parte de ENAGAS, para el suministro del mercado a tarifa. En este sentido, se considera importante resaltar las existencias operativas negativas de ENAGAS en plantas de GNL y en los gasoductos de la red de transporte, hecho que ha sido puesto de manifiesto en el apartado dedicado al balance del sistema. Este tratamiento diferenciado de ENAGAS del resto de los comercializadores que ejercen su actividad en el sistema gasista español, se justifica por aquél en base a la reducida capacidad de almacenamiento de gas en dichas infraestructuras y su imposibilidad física de cumplir con la normativa.

En cualquier caso, de acuerdo con la última versión propuesta de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, en el epígrafe dedicado a los desbalances individuales se dice, *“el desbalance individual se producirá cuando las existencias operativas del Usuario o Transportista”*, entre los que hay que incluir a ENAGAS en su función de transportista y suministrador a tarifa, *“en Plantas de regasificación y/o en la Red de Transporte, alcansasen los límites inferiores establecidos en la legislación vigente y en estas normas”*. Asimismo, se incluye: *“Para cada uno de los sujetos y usuarios, el Gestor Técnico del Sistema cuantificará y notificará los siguientes extremos:*

- *Un balance de GNL por instalación, cuantificando las existencias iniciales y finales en términos de energía (kWh) y de volumen (m³) [...]*
- *Un balance de GN determinando las existencias finales, cuantificadas en términos de energía (kWh), propiedad del usuario [...]*”

Las existencias operativas de ENAGAS en gasoductos y plantas de GNL durante el mes de enero fueron, no obstante, negativas. Esta situación se ha venido repitiendo en los meses posteriores. Conviene hacer hincapié en que el hecho de que éstas sean negativas es consecuencia de la imposibilidad física de cumplir

⁵ Con la salvedad de Edison, que como se indica en el apartado de Balance del sistema, contó con un ligero desbalance de un día.

con la normativa y de la consiguiente forma de contabilidad y gestión del Gestor Técnico del Sistema, que establece un tratamiento diferenciado a ENAGAS, como empresa transportista, de las compañías comercializadoras.

No obstante, el hecho de que ENAGAS, como transportista, no mantenga un nivel apropiado de existencias operativas al igual que el resto de los agentes, es negativo para la seguridad del suministro a tarifa. Dado que dicha capacidad es escasa, en cualquier caso debería tener lugar un reparto equitativo o proporcional de la misma.

En definitiva, la situación de déficit de gas en el sistema provocado por la circunstancia del cierre de puertos en Argelia y España y agravado por una previsión de suministros ajustada por parte de ENAGAS y una escasa efectividad de las medidas previstas para hacer frente a la ola de frío, dio lugar a una restricción de los consumos de gas interrumpibles así como de alguno de los clientes de compañías comercializadoras, que se encontraban en situación de balance, para poder atender en condiciones de seguridad al resto de la demanda.

La interrupción de suministros durante el mes de enero a clientes no interrumpibles, puesta de manifiesto y analizada a lo largo de esta Resolución, debe ser evitada en el futuro, poniendo todos los medios posibles para ello, ya que puede tener graves repercusiones no sólo para el sistema gasista. En particular, conviene no perder de vista la cada vez mayor vinculación entre los sectores gasista y eléctrico, de modo que hipotéticos cortes en el suministro de gas a las centrales de ciclo combinado, pueden tener una gran repercusión en el sistema eléctrico, dando lugar de forma encadenada a una falta de cobertura del suministro eléctrico. En este sentido se recogen las apreciaciones realizadas por REE con motivo de su análisis sobre la repercusión de las restricciones en el suministro de gas a las centrales térmicas en la operación del sistema eléctrico: *“Es preciso señalar que la situación de punta invernal existente – recuérdese que tanto el lunes 13 como el martes 14 se han registrado máximos históricos de consumo de energía eléctrica – ha sido superada con éxito a pesar de las restricciones de la alimentación de gas, gracias al correcto comportamiento del*

resto de generadores del Sistema Eléctrico, a la disponibilidad de reservas hidráulicas turbinables y a las mejoras realizadas en las redes de transporte y distribución, si bien es conveniente no olvidar que estos factores favorables no siempre van a estar presentes. Por ello consideramos preciso que se aborde a la mayor brevedad posible el tratamiento preventivo de situaciones como la descrita con objeto de evitar escenarios de riesgo apara la garantía del suministro.”

Ante la previsión de posibles situaciones de emergencia futuras, se considera de vital importancia la elaboración de los procedimientos detallados de actuación claros y no discriminatorios que establezcan reglas precisas a adoptar cuando tuvieran lugar tales situaciones, con el objeto de minimizar su repercusión sobre el sistema gasista y los agentes implicados. Tales procedimientos debieran llevarse a cabo teniendo en cuenta las medidas de coordinación necesarias entre los sectores gasista y eléctrico, dadas su interrelación y la posibilidad de que tuvieran lugar situaciones de emergencia que afectaran simultáneamente a ambos sectores. A este efecto conviene señalar que en la actualidad se está desarrollando bajo la dirección de la CNE un documento denominado *“Procedimiento de operación coordinada de los sistemas eléctrico y gasista en situaciones de alerta y restricción para la alimentación de las centrales térmicas del sistema eléctrico español”*, que pretende establecer las actuaciones coordinadas que deberán llevar a cabo el Operador del Sistema Eléctrico (Red Eléctrica de España) y el Operador del Sistema Gasista (ENAGAS) con objeto de asegurar el suministro de gas a las centrales térmicas en régimen ordinario del sistema eléctrico español que sea compatible con el funcionamiento seguro de los sistemas eléctrico y gasista. En cualquier caso se considera también de gran importancia, y de acuerdo con lo establecido por la Ley de Hidrocarburos, establecer el régimen retributivo aplicable a aquellos agentes y actividades que se vieran afectadas por las medidas adoptadas, garantizando, en todo caso, un reparto equilibrado de los costes.

Asimismo, deberían establecerse los cauces y procedimientos de comunicación entre el Gestor Técnico de Gas y los diferentes agentes, para la puesta en conocimiento con la suficiente antelación de los incidentes previstos en el sistema

gasista, sus causas y las medidas a adoptar, teniendo en cuenta horarios y plazos adecuados.

4. SOBRE LA RETRIBUCIÓN POR LA ACTIVIDAD DE COMPRA VENTA DE GAS DESTINADO AL MERCADO A TARIFA

Conviene decir al respecto que el modelo de retribución actual propuesto para la actividad de gestión de compra-venta de gas destinado al mercado a tarifa, consiste en un sistema de reconocimiento de los costes anuales en los que incurren las empresas transportistas en el desarrollo de dicha actividad, los cuales se actualizan anualmente. El modelo reconoce tres tipos de costes relacionados con la actividad, entre los que se encuentra el coste específico por financiación de las existencias de gas. Este coste retribuye las existencias de gas natural inmovilizadas en el sistema gasista a fin de que el mercado a tarifa cumpla con las exigencias regulatorias y las necesidades operativas del sistema. Se establece a partir del coste medio previsto de la materia prima, la demanda del año prevista para el mercado regulado y el coste del dinero.

Son cuatro los conceptos incluidos en dichas existencias inmovilizadas: las reservas estratégicas, que deben suponer 35 días del consumo en firme, el gas de llenado de los gasoductos, 1,5 días de la demanda total, el gas talón de llenado de los tanques de GNL (un 10% de la capacidad de los mismos) y el stock operativo. En particular, éste último concepto distingue las reservas para los suministros conectados a la red de presión menor que 4 bares y para los suministros conectados a la red de presión de más de 4 bares.

Se ha realizado un análisis de los anteriores conceptos a partir de los valores mensuales de existencias previstas por ENAGAS para el año 2003, llegando a las siguientes conclusiones.

Las reservas estratégicas previstas por ENAGAS para el año 2003, se han cifrado en un valor de 6.341 GWh, que permanece constante durante todos los meses. Teniendo en cuenta la estimación del consumo en firme del mercado regulado

durante el año 2003 hecha por el Ministerio de Economía⁶, el valor de las reservas estratégicas supone 33,4 días de dicho consumo, ligeramente inferior a los 35 días establecidos legalmente.

En el caso de las reservas inmovilizadas para el mantenimiento del stock operativo, éstas son mantenidas por ENAGAS en los almacenamientos subterráneos. Dado que el objeto principal de éste tipo de reservas es el de hacer frente al carácter estacional de los consumos de gas a tarifa, no es necesario mantener un stock operativo constante a lo largo del año, a diferencia de las reservas estratégicas. Tras el análisis de la información aportada por ENAGAS, los stocks operativos previstos son suficientes para el cumplimiento de las exigencias determinadas reglamentariamente: 100 días de la demanda a tarifa conectada a la red de menos de 4 bares y 4 días de la demanda a tarifa conectada a la red de más de 4 bares.

En consecuencia, no parece advertirse incumplimiento en las existencias almacenadas de ENAGAS como responsable del suministro de gas a tarifa.

5. SOBRE LA DISPONIBILIDAD DE GAS EN PERIODOS CRÍTICOS

Existe la posibilidad de que se añada una nueva circunstancia a tener en cuenta, a las descritas anteriormente de una ola de frío y de unas condiciones meteorológicas adversas. De forma simultánea a una situación como la descrita en el mercado español, con una demanda punta muy elevada y con una situación coetánea de cierre de puertos, puede tener lugar también un déficit de suministro en un importante mercado internacional, que produzca una elevación de los precios del gas natural en el mismo, por encima de los pactados para el mercado español. Unos precios del gas natural más elevados en otros mercados harán aquellos más atractivos y, por lo tanto, es posible que los agentes que suministren normalmente al mercado español se vean atraídos por la posibilidad de obtener un beneficio económico mayor por la venta en otros mercados, retrasando por tanto el suministro al mercado español.

⁶ De acuerdo con la información adjunta a la propuesta de Orden ministerial ECO/30/2003, de 16 de enero, por la que se actualiza la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

En particular, a modo de ejemplo se muestra en la figura siguiente una comparación entre los precios del gas alcanzados a lo largo del año 2002 y principios del 2003 en el mercado español, coste de la materia prima, y los precios alcanzados en el centro de comercio “Henry hub” de Estados Unidos. En ella se aprecia una diferencia creciente de precios entre ambos mercados, haciendo más rentable (sin tener en cuenta los costes del transporte) la venta en el mercado americano que en el español; más aún si el origen de los suministros fuera más cercano a aquél, como es el caso, por ejemplo, de Trinidad y Tobago.

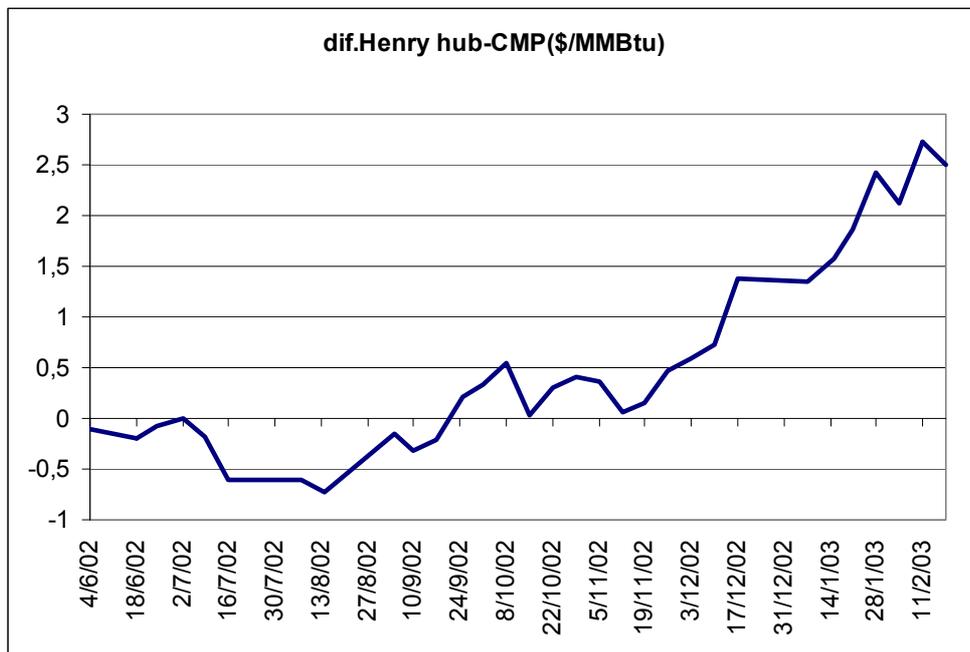


Figura 19. Evolución de la diferencia de precios del gas natural en el mercado español (cmp) y en el “Henry hub “ (Estados Unidos). Fuente: CNE

De acuerdo con la información que aparecía en la publicación *LNG in World Markets* del mes de mayo de 2003, editada por Poten & Partners, a principios del mes de enero tuvieron lugar diversas descargas de GNL, procedente de Trinidad y Tobago, en el terminal Everett de Estados Unidos, suministradas por Gas Natural Aprovechamientos a partir de los buques metaneros Norman Lady y Fernando Tapias. No obstante, estos cargamentos no figuraban en el Plan de Operación mensual de 27 de diciembre de 2002, no estando programados previamente para el mercado español.

En todo caso, cada agente que incorpora gas al sistema, incluyendo los transportistas para el mercado a tarifa, es responsable de la garantía de suministro a sus clientes.

6. SOBRE LA DIVERSIDAD DE APROVISIONADORES DE GAS

Asimismo, se considera importante hacer hincapié en las posibles repercusiones negativas que puede tener una dependencia excesiva de cualquier mercado de un mismo agente proveedor. Esta preocupación ya ha sido considerada en la Ley española, y expresada concretamente en el artículo 61 de la Ley de Hidrocarburos a través de la limitación de las aportaciones de gas natural al 70%: *“A partir del 1 de enero del año 2003, ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas de acuerdo con el artículo 42 del Código de Comercio que actúen en el sector de gas natural podrán aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70 por 100 del consumo nacional. A los efectos del cálculo del porcentaje a que se refiere el párrafo anterior no se considerarán los autoconsumos que se puedan realizar”*.

Durante el mes de enero de 2003, los aprovisionamientos de GNL procedentes de Gas Natural Aprovisionamientos, más los aprovisionamientos de gas natural procedentes de los yacimientos de Marismas y Poseidón, de Larrau y del gasoducto del Magreb (contrato de aprovisionamientos firmado por SAGANE) todos ellos pertenecientes al grupo Gas Natural, supusieron el 88,5% de las incorporaciones de gas natural al sistema gasista español. Tras descontar la parte del gas procedente del gasoducto del Magreb asignada a otros agentes comercializadores, 25% del contrato⁷, así como los autoconsumos de sus ciclos combinados, las incorporaciones de gas natural al sistema gasista español hechas por Gas Natural Aprovisionamientos durante el mes de enero supusieron el 77,4% de los aprovisionamientos totales de gas. Esta cantidad es, para el mes de enero, superior al 70% permitido por la Ley. En todo caso, puesto que aún no está normada la forma en la que se ha de computar este límite se considera importante el desarrollo de dicha normativa en el menor plazo posible, que

⁷ A partir de la Orden Ministerial de 29 de junio de 2001 sobre aplicación del gas natural procedente del contrato de Argelia.

establezca, entre otros, los intervalos temporales de cómputo de los aprovisionamientos y la metodología para el cálculo y consideración de los mismos.

Oferta de gas. Enero 2003		GWh
Total GNL nacional		13.747
GNL para ENAGAS		5.553
GNL para Gas Natural Comercializadora (GNC)		5.515
GNL Resto		2.679
Total GN		9.571
GN Tarifa	ENAGAS	4.554
(SAGANE)	Resto	2.269
GN Larrau		2.281
GN Poseidón		406
GN Marismas		61
TOTAL Oferta mercado nacional		23.318

Figura 20. Aprovisionamientos de gas, GN y GNL, durante el mes de enero de 2003.
Fuente: CNE.

Oferta de gas. Grupo Gas Natural (GGN)	GWh	% Aprov. Grupo GN/Total
GNL para ENAGAS y GNC + GN Tarifa (100% del contrato) + GN Yacimientos + GN Larrau	20.639	88,5
Idem. Descontando GN Tarifa otros agentes y suministros a CCGT's del Grupo	18.052	77,4

Figura 21. Aprovisionamientos de gas procedentes del Grupo Gas Natural, durante el mes de enero de 2003. Fuente: CNE.

7. SOBRE LA DEPENDENCIA DE ENAGAS DE UN ÚNICO SUMINISTRADOR

Cabe señalar que la totalidad de los aprovisionamientos de ENAGAS durante el mes de enero, de análoga forma a otros meses, fueron llevados a cabo por la compañía Gas Natural Aprovisionamientos.

Dado que en la actualidad ENAGAS es el único agente transportista que incorpora gas al sistema para el mercado a tarifa, el hecho de que la totalidad de los suministros de gas al mercado regulado procedan de un mismo agente, Gas Natural Aprovevisionamientos, puede entrañar cierto riesgo derivado de la dependencia total del mismo, en particular puede suponer una ausencia de flexibilidad para ENAGAS. Esta flexibilidad es necesaria en la medida que los consumos a los que atiende ENAGAS son mayoritariamente doméstico-comerciales de elevada variabilidad. En definitiva, se considera necesario y beneficioso para el sistema que ENAGAS, en cualquier situación, pueda diversificar sus aprovisionamientos entre varios agentes y no tenga por qué seguir siendo suministrado únicamente por un único proveedor.

En este sentido, puede ser preciso resaltar el artículo 8.4 de la nueva Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE, que establece que los gestores de las redes de transporte deberán adquirir la energía que utilizan para la realización de sus actividades con arreglo a procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en el mercado.

8. SOBRE EL CONTRATO DE DESLIZAMIENTO

Con el fin de aclarar posibles dudas, es preciso hacer mención en este apartado al contrato de deslizamiento firmado con fecha 27 de julio de 2001, entre ENAGAS, S.A., y GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A. Dicho contrato contempla únicamente la reserva y traspaso de capacidad entre las dos compañías. Si bien se hace referencia a ciertos contratos de aprovisionamiento “take or pay” y a largo plazo para atender al mercado a tarifa, el objeto final no reside en establecer un contrato de suministro sino que se refiere exclusivamente a una reserva de capacidad⁸.

⁸

Respecto a este contrato, la posición de esta Comisión se puso de manifiesto en un escrito al efecto con fecha 22 de noviembre de 2002, a la Dirección General de Defensa de la Competencia, por el que se ponía en conocimiento del Servicio de Defensa de la Competencia de la existencia de indicios de conductas prohibidas por la Ley 16/1989, de 17 de julio (B.O.E. del 18) de Defensa de la Competencia (LDC), modificada por la Ley 52/99, de 28 de diciembre (B.O.E. del 29), en relación al contrato citado⁹.

Sin embargo, la fuerte imbricación entre ENAGAS y GAS NATURAL COMERCIALIZADORA en lo relativo a la reserva de capacidad de entrada y que fue plasmada en el contrato referenciado, no parece haber incidido en los sucesos analizados en la presente Resolución.

Tal y como se detalla en otros apartados de la Resolución, la causa principal de los cortes de suministro no fue la falta de capacidad, sino la escasez de gas natural en el sistema, corroborado por el hecho de que durante el mes de febrero fue suministrada la totalidad de la demanda que superaba el valor de demanda máxima atendida durante el mes de enero.

CONFIDENCIAL

9

CONFIDENCIAL

En todo caso, la separación clara de cada uno de los agentes en la reserva y contratación de capacidad que operan en el sistema es fundamental para el correcto funcionamiento del mismo y la asignación de las posibles responsabilidades individuales.

En este sentido, la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, ha supuesto un avance al imponer la obligación a los titulares de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte, de publicar la capacidad contratada distinguiendo la asignada al mercado regulado de la capacidad contratada en el mercado liberalizado. Esta medida supone un paso más en la separación de actividades libres y reguladas.

9. SOBRE LAS POSIBLES REPERCUSIONES ECONÓMICAS

A continuación se pretende hacer una recopilación de las posibles repercusiones económicas de las restricciones de suministro a las centrales de producción eléctrica de ciclo combinado, ya que el resto de los clientes interrumpidos contaban con cláusulas de interrumpibilidad en sus contratos. Es conveniente distinguir entre aquellas repercusiones económicas que afectan al Sistema y aquellas otras que se derivan del incumplimiento de contratos privados entre las partes.

En este apartado se han tenido en cuenta varias de las consideraciones enviadas por los agentes afectados a través de la Asociación Española de la Industria Eléctrica UNESA y del Grupo Gas Natural SDG.

Según UNESA, *“los efectos económicos de las restricciones de gas en las centrales, y sin menoscabo de los que las compañías específicamente comuniquen, son de distintos tipos, tal como se detalla a continuación:”*

- En primer lugar, los debidos a la energía eléctrica no suministrada, que para los distintos agentes supusieron las siguientes cantidades estimadas:

Energía interrumpida (GWh)	Estimación de ENAGAS	Estimación de UNESA
ENDESA	105	54,55
HIDROCANTÁBRICO	125	102
IBERDROLA	48	Limitaciones de Castellón al 20% durante la primera semana y al 60% en la segunda
UNIÓN FENOSA	-	-
GAS NATURAL	19	-

Figura 22. Reducción de la generación de energía eléctrica a los ciclos combinados debida a los cortes, según la información de UNESA y ENAGAS. Fuente: UNESA y ENAGAS

- Asimismo, aquellos debidos a la alteración de los precios en el mercado eléctrico, que afectó a todos los agentes que participan en él. En este caso, UNESA aporta una valoración cualitativa de las repercusiones económicas achacables a dicha modificación de precios en el pool, ya que una determinación cuantitativa de éstos se revela compleja.

Las dos repercusiones anteriores hacen referencia al sistema eléctrico. Sin embargo, también se añaden otras repercusiones que hacen referencia directamente a conceptos económicos relacionados con el sistema gasista.

- En primer lugar, aquellas relacionadas con los peajes de acceso. *“A pesar de que debe reducirse la facturación del término fijo de los peajes de regasificación y de transporte y distribución que no ha sido posible utilizar por causa del incidente, los consumidores interrumpidos no se benefician, como los clientes a tarifa interrumpible, de un descuento permanente en las tarifas reguladas.”*
- UNESA añade otro tipo de repercusiones relacionadas con la imposibilidad de los agentes para cumplir con sus previsiones de consumo, lo cual dio lugar a que éstos sufrieran excesos de gas en el sistema, con el consiguiente pago por el uso de las instalaciones por encima de lo previsto.
- Asimismo, se incluyen repercusiones relacionadas con el uso que pudo haber sido dado al gas de las comercializadoras, calificándolo de *“expropiación temporal”* que debe ser compensada económicamente no

sólo por su precio de adquisición, sino también por el lucro cesante y el coste de oportunidad de poder disponer de él.

En cualquier caso, una posible valoración económica de las consecuencias originadas por las interrupciones se considera muy compleja. Sin embargo, parece claro que se debería aplicar la reducción en la facturación del término fijo del peaje de regasificación y de transporte y distribución que no ha sido posible utilizar.

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, el Consejo de Administración, en su sesión de 12 de noviembre de 2003,

ACUERDA

Primero: Declarar los siguientes extremos:

1. Los cortes de suministro que tuvieron lugar entre los días 10 y 24 de enero de 2003 fueron debidos esencialmente a una escasez de gas en el sistema y no a una falta de capacidad de transporte.
2. Un incremento de demanda no previsto en el mercado a tarifa, provocado por la ola de frío, junto con el cierre de puertos de carga y descarga de GNL por las condiciones meteorológicas adversas, provocó retrasos en la incorporación de gas al sistema, y, en consecuencia, una situación de escasez de gas natural en el mismo.
3. La escasez de gas en el sistema es atribuible a ENAGAS como responsable del suministro de gas para el mercado a tarifa; ya que, todos los agentes suministradores de gas para el mercado liberalizado contaban con existencias suficientes para atender su demanda y estaban en equilibrio.

4. Pese a las reiteradas solicitudes por parte de ENAGAS, de nuevas aportaciones de gas natural licuado a su proveedor (Gas Natural Aprovechamientos), no consiguió un cargamento adicional hasta el día 17 de enero de 2003, siete días después del inicio de los cortes de suministro.
5. No se ha podido constatar que alguno de los buques programados fuera desviado hacia otros mercados con el objeto de aprovechar mejores condiciones económicas para la venta del GNL. Esto es, los buques programados, aunque con retrasos, llegaron a su destino. Sin embargo, la programación de partida era muy ajustada para cumplir la demanda.
6. La muy ajustada programación de partida de ENAGAS, junto con la imposibilidad de incorporar gas adicional al sistema, provocó la escasez de gas. Antes del inicio del mes de enero, la programación de ENAGAS contaba con existencias bajas de GNL en tanques para mediados del mes de enero, situación que se fue confirmando en los sucesivos Planes de Operación.

En este sentido, aunque no oficialmente aprobados, conviene destacar que ENAGAS cuenta con un procedimiento que establece los criterios de programación en los meses invernales para que el sistema pueda hacer frente a una ola de frío (*“márgenes de cobertura de NIVEL 1”*). Éste incluye las siguientes medidas:

- No programar el gasoducto del Magreb por encima del 110% de su cantidad contractual (el máximo es de 117,6%).
- Los almacenamientos subterráneos se programan reservando de su capacidad de extracción máxima 110 MNm³/mes para el NIVEL 1.
- Se supone una cierta capacidad de flexibilidad en el GNL consistente en aportar al menos un buque mediano adicional.

Sin embargo, ENAGAS no ajustó su programación a estas medidas; así, programó el gasoducto del Magreb desde el 8 de enero y durante la mayor parte de los días comprendidos entre dicha fecha y el 31 de enero al

118,9% quedándose sin margen de maniobra. Asimismo, la extracción de los almacenamientos estaba programada a un valor cercano al máximo, siendo la extracción real únicamente un 2% superior a la prevista y por tanto no aportó la necesaria flexibilidad que demandaba el sistema. En cuanto a la aportación de un buque adicional, ésta no se hizo efectiva hasta el día 17 de enero, 8 días después de tener confirmada la ola de frío. En consecuencia, no se cumplieron los criterios de programación.

7. La regulación impone un almacenamiento operativo de 5 días en tanque de GNL y de 5 días en gasoducto. ENAGAS lo reconoce a los agentes del sistema aunque no existe capacidad física en el mismo para proporcionar este almacenamiento operativo. La flexibilidad que otorga el almacenamiento citado de GNL para los nuevos entrantes es preciso lograrla con la construcción de nuevos tanques que permitan cumplir la norma. Sin embargo, el almacenamiento operativo establecido en norma para los gasoductos (sistema de transporte y distribución) no se puede cumplir físicamente.

8. ENAGAS siguió los procedimientos de actuación ante situaciones de desbalance del sistema de forma ordenada, de acuerdo con el borrador de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, procediendo en primer lugar a la adopción de medidas excepcionales, seguidas del corte a suministros interrumpibles y posterior comunicación con el Operador del Sistema Eléctrico para obtener indicaciones sobre las posibles restricciones de los suministros para generación de electricidad.

No obstante, en lo relativo a los procesos de comunicación, ENAGAS no cumplió con las especificaciones de estas mismas Normas. En particular, los propietarios de las centrales de producción eléctrica recibieron la notificación sobre la existencia de restricciones a través del operador eléctrico, REE, y la comunicación con la CNE se limitó a la información sobre las restricciones, los suministros afectados y medidas adoptadas. Además, en este sentido, tal como establecen las Normas de Gestión Técnica del Sistema, ENAGAS debería de haber elaborado un informe

completo una vez finalizada la situación de desbalance, en el que se debiera de haber incluido su criterio sobre las causas que motivaron dicha situación, las medidas adoptadas, agentes afectados y consecuencias económicas.

9. Independientemente de los factores principales que motivaron las interrupciones de suministro, esto es, el incremento de demanda y el cierre de puertos, se observa una posible laxitud en la aplicación de los criterios de cobertura actuales de ENAGAS. Éstos, deben cumplirse en su integridad, incluso aunque no se encuentren oficialmente aprobados.

Segundo.- Proponer las siguientes Recomendaciones y Medidas Correctoras, con el objeto de evitar que esta situación se vuelva a repetir en el futuro:

1. Con objeto de evitar situaciones futuras como las que son objeto de la presente Resolución, ENAGAS, en el plazo de quince días hábiles, deberá dar cuenta a esta Comisión y a los agentes del Sistema de las medidas que va a tomar para garantizar la seguridad del suministro en los próximos periodos críticos. Estas medidas, a nivel diario, han de ser suficientes para soslayar el riesgo derivado de situaciones de fuerza mayor, como el cierre de puertos o incrementos de demanda acentuados.
2. Como ya ha sido reiterado en multitud de ocasiones por esta Comisión, es necesario avanzar en la elaboración y redacción final de los contenidos de las Normas Técnicas de Gestión del Sistema para su aprobación y elevación al rango de Normativa aplicable al sistema gasista. La carencia normativa que implica la falta de publicación de estas Normas está originando problemas en la operación de los agentes y del propio Gestor Técnico del Sistema, reclamándose, también por todos ellos, la urgencia de la aprobación. De forma especial se destaca de nuevo la necesidad de la

regulación de las posibles situaciones de excepción ante perturbaciones en el suministro al sistema español y la forma de actuación del Gestor Técnico del Sistema, de acuerdo con una normativa preexistente y conocida por todos los agentes.

3. Se considera de gran importancia que ENAGÁS continúe profundizando en su mayor independencia, de forma que le permita llevar a cabo sus tareas de gestión con criterios de transparencia, objetividad y no discriminación, también en su aprovisionamiento de gas como transportista para el mercado a tarifa. Y haga efectivo, en su caso, los compromisos adquiridos con terceros y los eventuales incumplimientos que hayan afectado al sistema.

En particular, en aras de una mayor transparencia sería conveniente que ENAGAS publicase periódicamente un listado de las indisponibilidades programadas en las infraestructuras de la red gasista, así como un plan de contingencias, de forma análoga a las prácticas actuales del Operador del Sistema Eléctrico en este sentido.

4. Es preciso que se establezcan criterios y procedimientos detallados de operación claros y no discriminatorios para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de desbalance del sistema gasista, como las provocadas por la falta de existencias de GNL en las plantas de regasificación debido a cierre de puertos de carga y/o descarga de GNL, a incrementos imprevisibles de la demanda u otras, así como para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de emergencia, de acuerdo con el artículo 101 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos. Tales procedimientos deben llevarse a cabo teniendo en cuenta las medidas de coordinación necesarias entre los sectores gasista y eléctrico, dada su interrelación y la posibilidad de que tuvieran lugar situaciones de emergencia que afectaran simultáneamente a ambos sectores. Estos criterios deben hacerse públicos con la mayor brevedad posible,

incluyéndolos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema, con el objeto de dotar al sistema de una mayor seguridad en la operación y de una transparencia para todos los agentes.

En este sentido, la posibilidad de disponer de gas natural en plazos reducidos de tiempo es de gran relevancia, en particular para situaciones como la que ha tenido lugar en el mes de enero de 2003. Así, se considera necesario para evitar las interrupciones de gas provocadas por los cierres de puertos que los criterios de programación sean suficientemente seguros de forma que garanticen la cobertura en los periodos críticos.

5. En relación con el punto anterior, se considera también de gran importancia y de acuerdo con lo establecido por la Ley de Hidrocarburos, establecer el régimen retributivo aplicable a aquellos agentes y actividades que se vieran afectadas por las medidas adoptadas.

6. Es preciso establecer los cauces y procedimientos de comunicación entre el Gestor Técnico de Gas y los diferentes agentes, para la puesta en conocimiento con la suficiente antelación de los incidentes previstos en el sistema gasista, sus causas y las medidas a adoptar, teniendo en cuenta horarios y plazos adecuados. Asimismo, el Gestor Técnico del Sistema deberá contar con un registro de comunicaciones con los diferentes agentes del sistema incluyendo a la compañía que realice los aprovisionamientos de gas natural.

7. La regulación actual únicamente reconoce una tarifa interrumpible a aquellos consumidores industriales que cuentan con un combustible alternativo y que se suministran a través del mercado regulado, es decir a tarifa, no existiendo un peaje equivalente es decir, interrumpible, en el mercado liberalizado. Sin embargo diversos contratos de acceso de terceros a la red están siendo firmados con cláusulas de interrumpibilidad,

en particular algunas centrales de ciclo combinado. Esta Comisión ya puso de manifiesto en el Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura, año 2002, que la interrumpibilidad puede ser un instrumento importante en casos puntuales de extrema demanda o ante fallos, pues confiere mayor flexibilidad al sistema.

8. Se estima conveniente que una vez transcurrido un periodo de tiempo suficiente que garantice la confidencialidad, por ejemplo, a los 3 meses, se den a conocer las previsiones y el cumplimiento de las mismas a todos los agentes que intervienen en el sistema gasista, una vez transcurrido un tiempo suficiente como para no divulgar información que tuviera carácter confidencial para alguno de ellos. En particular, dicha información incluiría la programación de las entradas de gas natural al sistema, tanto en forma de GNL como de GN, la previsión de las existencias y de la demanda, y los valores reales de éstos. Con ello se pretende dotar al sistema de un elevado grado de transparencia, de modo que todos los agentes tengan acceso a dicha información en igualdad de condiciones.

9. La procedencia de los aprovisionamientos de gas natural de ENAGAS, para el suministro al mercado regulado, de una misma compañía, entraña un cierto riesgo, inherente a la dependencia de un único agente suministrador. Se considera necesario y beneficioso para el sistema, en especial para la demanda a tarifa, que ENAGAS pueda diversificar sus aprovisionamientos entre varios agentes y no tenga por qué continuar obligatoriamente de hecho siendo suministrado únicamente por Gas Natural Aprovisionamientos, con el objeto de dotar a dichos aprovisionamientos de una mayor seguridad y flexibilidad¹⁰.

¹⁰ En este sentido, puede ser preciso resaltar el artículo 8.4 de la nueva Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE, que establece que los gestores de las redes de transporte deberán adquirir la energía que utilizan para la realización de sus actividades con arreglo a procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en el mercado.

10. Además se considera importante la creación y puesta en funcionamiento de centros¹¹ operativos de comercio de gas natural, esto es, de mercados en los que pudieran tener lugar operaciones de compra venta de esta materia prima entre agentes, de forma ágil y flexible.
11. Sin entrar a valorar la posible laxitud de los criterios de cobertura actuales y de su aplicación por el Gestor Técnico del Sistema, y en tanto en cuanto no existan otros oficialmente aprobados, y, sin perjuicio de lo señalado anteriormente, éstos deben cumplirse en su integridad y hacerse públicos. Asimismo, y en todo caso, deberán valorarse los criterios que finalmente se adopten dentro del contexto europeo y deberán ser incluidos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
12. Es necesario acometer la construcción de nuevos tanques de GNL que permitan proporcionar el almacenamiento operativo de 5 días en tanque¹². En lo relativo al almacenamiento operativo incluido en norma para los gasoductos, no se puede cumplir físicamente, por lo que sería necesario modificar la regulación actual. En cualquier caso, dado que actualmente la capacidad de almacenamiento en gasoductos y plantas de GNL es escasa, en tanto en cuanto no se adecua la norma a la realidad física, se podría analizar el llevar a cabo un reparto equitativo o proporcional de la misma, de modo que todos los agentes incluidos los transportistas para el suministro a tarifa, disfrutaran de la misma capacidad de almacenamiento operativo.

¹¹ Denominados “hubs” en la nomenclatura anglosajona.

¹² En 2004 el almacenamiento operativo pasa a ser de diez días.

Contra la presente Resolución podrá interponerse recurso de alzada ante el Excmo. Sr. Ministro de Economía, de conformidad con la Disposición Adicional Undécima, Tercero, 5, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y ello en el plazo de un mes que se computará a partir de la recepción de la presente notificación.