



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 27/2006 DE LA CNE SOBRE EL
PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE LA
DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA
ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE
APRUEBA EL PLAN DE ACTUACIÓN
INVERNAL 2006 -2007**

5 de octubre de 2006

INFORME 27/2006 DE LA CNE SOBRE EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE APRUEBA EL PLAN DE ACTUACIÓN INVERNAL 2006 -2007

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, función segunda de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de ésta, en su sesión celebrada el día 5 de octubre de 2006, ha acordado emitir el presente

INFORME

1 OBJETO

El objeto del presente documento es informar sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal 2006 – 2007.

2 ANTECEDENTES

Con fecha 26 de julio de 2006, el Gestor Técnico del Sistema envió a la Dirección General de Política Energética y Minas escrito en el que adjuntaba la propuesta del Gestor Técnico del Sistema del Plan de Actuación Invernal 2006-2007 (PAI 2006-07) para su aprobación y posterior publicación.

Dicho Plan fue presentado por primera vez a los sujetos del sistema en la cuarta reunión del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista, celebrada el día 21 de junio, y posteriormente revisado en la reunión del Grupo de Trabajo para la actualización, revisión y modificación de las NGTS y sus protocolos de detalle mantenida el día 11 de julio, *“en cumplimiento de lo dispuesto en el apartado 9.2 de las NGTS sobre “Operación Normal del Sistema”, que en uno de sus puntos establece que “el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con el resto de sujetos implicados, elaborará un plan de actuación invernal*

con objeto de garantizar el suministro ante el incremento de la demanda derivado de la estacionalidad del mercado doméstico/comercial y de repentinas olas de frío”.

Con fecha de 21 de septiembre de 2006, ha tenido entrada en la Comisión Nacional de Energía la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal 2006 – 2007, para informe por el trámite de urgencia.

Con fecha 22 de septiembre de 2006, se envió la Propuesta de Resolución a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos de la CNE, a fin de que pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimen oportunas. Dichas alegaciones se adjuntan como anexo al presente informe.

3 CONSIDERACIONES

3.1 Sobre la posibilidad de establecimiento de planes invernales

Las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, aprobadas por la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, contemplan, en el capítulo 9.2 sobre Operación normal del sistema, la posibilidad de establecimiento de un plan de actuación invernal, con el objeto de garantizar el suministro.

El Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con el resto de sujetos implicados, elaborará un plan de actuación invernal con objeto de garantizar el suministro ante el incremento de la demanda derivado de la estacionalidad del mercado doméstico/comercial y de repentinas olas de frío.

Dicho plan podrá contemplar entre otras medidas:

- *Reserva de capacidad de entrada en las conexiones con gasoductos internacionales.*
- *Fijación de cantidades de existencias mínimas de seguridad a mantener en tanques de gas natural licuado y almacenamientos subterráneos.*

El detalle del plan de actuación será aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas y publicado antes del 15 de octubre de cada año.

3.2 Sobre la necesidad de establecer un Plan Invernal para el invierno 2006 - 2007

El sistema gasista español se encuentra inmerso en un proceso continuado de crecimiento de la demanda de gas. En los ocho primeros meses del año 2006, el crecimiento, aunque menor de lo esperado, ha sido del 6% fundamentalmente por el incremento de la demanda de gas para generación eléctrica (de un 25 %), mientras que la demanda convencional no ha crecido en términos de energía (-2%), pudiendo ser debido este hecho tanto a la elasticidad del consumo tanto al precio del gas como a la benignidad climática. No obstante, el ritmo de captación de nuevos consumidores en el mercado convencional se ha mantenido como en años anteriores. En los primeros 6 meses ha habido un crecimiento de 184.000 nuevos clientes sobre el dato de final de 2005 siendo el ritmo medio de captación de clientes de aproximadamente 300.000 anuales.

De acuerdo con el Informe Marco que esta Comisión está elaborando, basado en las previsiones de los agentes, la demanda punta diaria en el periodo invernal 2006 –2007 en el Escenario Central podría alcanzar un valor de 1.896 GWh (1.949 GWh en el Superior), lo que supone un crecimiento de un 22 % sobre la demanda punta record del pasado invierno, establecida el 26 de febrero de 2006 en 1.552 GWh.

En las previsiones de demanda punta para el invierno 2006 - 2007, 1.152 GWh corresponderían al mercado convencional, y 744 GWh a la demanda del sector eléctrico, en la que se ha considerado las centrales térmicas convencionales y 41 ciclos combinados incluyendo tanto a los que están en operación comercial como en fase de pruebas.

En paralelo al incremento de la demanda, el sistema gasista cuenta para este invierno con nuevas infraestructuras en funcionamiento, que permiten disponer de una capacidad de entrada punta de 2.128 GWh/día aunque, según las simulaciones efectuadas por el GTS, en principio, la capacidad de transporte de la red limita dicha capacidad de entrada a 1.941 GWh/día, que, no obstante, sería suficiente para cubrir la demanda punta prevista con un pequeño margen operativo.

2006	Capacidad Nominal		Capacidad transportable	
	GWh/día	Mm ³ (n)/h	Mm ³ (n)/h	% s/ Nominal
Barcelona	460	1,650	1,480	90%
Huelva	335	1,200	1,200	100%
Cartagena	335	1,200	1,075	90%
Bilbao	223	0,800	0,595	74%
Sagunto	223	0,800	0,675	84%
Tarifa	321	1,150	1,150	100%
Larrau	75	0,270	0,270	100%
Irún	12	0,043	n.d.	n.d
Gaviota	61	0,220	0,220	100%
Serrablo	63	0,225	0,225	100%
Marismas	20	0,070	0,070	100%
TOTAL	2.128	7,628	6,960	91%

Figura 1. Capacidad de los medios de producción para el año 2006. Fuente: GTS y CNE

Por otra parte, hay que destacar que durante 2006 se ha puesto en marcha una capacidad de almacenamiento de GNL de 450.000 m³ (2 tanques en la nueva planta de regasificación de Sagunto y el cuarto tanque de Huelva, todos ellos de 150.000 m³) que ha supuesto un incremento del 35% sobre la existente en 2005, y del 20% si se considera la contratación de buques como almacenamiento suplementario en invierno. Esta ampliación hace innecesaria, por tanto, la contratación de buques como almacenamiento suplementario. Además, en el primer trimestre de 2007 podría entrar en funcionamiento, en fase de pruebas, la planta de regasificación de Ferrol con otros dos tanques de 150.000 m³ de GNL.

Miles m ³ GNL	Capacidad Almacenamiento GNL		Incremento	
	a 1 de diciembre 2005	A 1 de diciembre 2006	Abs	%
Barcelona	390	390	0	-
Cartagena	287	287	0	-
Huelva	310	460	150	48%
Bilbao	300	300	0	-
Sagunto		300	300	-
Total Tanques	1.287	1.737	450	35%
Buques	160		-160	-100%
Total	1.447	1.737	290	20%

Figura 2. Capacidad almacenamiento GNL en 2005 y 2006. Fuente: GTS y CNE

Con respecto a la capacidad de almacenamiento subterráneo, cabe indicar que las ampliaciones previstas en la planificación llevan ciertos retrasos sobre las fechas previstas en dicho documento.

Por tanto, debe señalarse que, al igual que en el invierno pasado, los mayores riesgos para el sistema gasista, exceptuando congestiones zonales, pueden proceder de la ausencia de gas, de manera que una interrupción de suministros por cierre de puertos, o una ola de frío prolongada, podría provocar una escasez de existencias operativas de gas en el sistema tanto en almacenamiento de GNL como en almacenamiento subterráneo.

La necesidad de asegurar en todo momento el suministro de gas, y en particular en el periodo crítico, justifica la elaboración de un plan invernal, con la fijación de criterios de balance y existencias mínimas adicionales a los ya contemplados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema, con el objetivo de garantizar la seguridad del suministro.

El contenido del Plan Invernal 2006 – 2007 está en línea con el publicado para el periodo 2005 -2006, y se vuelven a incorporar reglas en relación con el seguimiento de variación de existencias en el sistema gasista y en las plantas de regasificación; las exportaciones por Larrau; la programación del gasoducto del Magreb; y la extracción de almacenamientos subterráneos.

Las diferencias respecto al Plan Invernal anterior radican en la eliminación de la regla que establecía el fletamiento de dos buques de GNL como almacenamiento suplementario de gas natural para el mercado a tarifa; la modificación de los umbrales de variación de existencias; y la determinación de capacidades extraíbles programables de los almacenamientos subterráneos para diferentes periodos temporales del invierno 2006-2007, en lugar de un valor único para todo el periodo, que incluso puede ser ampliada diariamente en función de la operación del sistema.

Estas diferencias son consecuencia de la evolución del sector y las inversiones realizadas en el último año explicadas anteriormente, así como de la experiencia obtenida con el plan invernal anterior.

3.3 Clasificación de las medidas propuestas en el Plan Invernal 2006 – 2007

Las reglas del Plan Invernal se pueden clasificar en dos tipos:

- Reglas que establecen unas reservas de existencias operativas de GNL para hacer frente a contingencias en el aprovisionamiento de buques, como puede ser el cierre de puertos.
- Reglas que establecen una reserva de capacidad de emisión (en almacenamientos y conexiones internacionales), para hacer frente a las puntas de demanda por ola de frío.

Por otra parte, se dispone de una demanda de gas interrumpible, que puede ser aplicable en caso de indisponibilidad o congestión de instalaciones de transporte o distribución del sistema gasista español.

3.4 Reglas relativas a las existencias operativas de GNL

Las existencias mínimas de gas natural licuado se fijan en la regla 3 del plan invernal, con objetivo de mantener unas reservas de existencias operativas de GNL (3 días) para hacer frente a contingencias en el aprovisionamiento de buques, como puede ser el cierre de puertos.

Por otra parte, el apartado 3.6.3 de las NGTS, modificado por la Resolución de 28 de julio de 2006, de la Secretaría General de Energía, establece el límite superior al GNL almacenado por los usuarios (8 días de media mensual), de manera que no exista GNL almacenado en exceso que impida las descargas de otros usuarios.

Por último, la regla 1 del plan invernal establece una banda mensual aún más estrecha (< 1 día) de variación de las existencias operativas. Como se indicará en el informe, esta regla puede resultar innecesaria, puesto que introduce una gran rigidez en la gestión de los aprovisionamientos sin aportar mejoras a la seguridad de suministro.

Tomando como referencia el periodo invernal 2005-06, se descargaron un total de 185 metaneros, que equivalen a una media de 37 buques mensuales, lo que da un reflejo de la importancia de esta forma de aprovisionamiento del sistema gasista.

Estas tres reglas se comentarán en primer lugar en los siguientes apartados.

3.5 Existencias mínimas de gas natural licuado en plantas (regla 3)

Las medidas contempladas en esta regla se refieren a las existencias del usuario en el conjunto de las plantas de regasificación, y se establece un nivel de existencias mínimas de GNL en las plantas de regasificación equivalentes a tres días de la capacidad de regasificación contratada/reservada por cada uno de los usuarios que abastecen gas al sistema.

Si, en el transcurso del mes, un usuario incurre en un nivel de existencias inferior a los dos días o inferior a los tres días durante dos días consecutivos, el Gestor Técnico del Sistema declarará la situación de Operación Excepcional de Nivel 0.

Esta norma parece muy adecuada, teniendo en cuenta que, tal y como se ha señalado anteriormente, los mayores riesgos para el sistema gasista pueden proceder de la escasez tanto del GNL almacenado como del gas natural almacenado en los almacenamientos subterráneos, de manera que una interrupción de suministros por cierre de puertos, o una ola de frío prolongada, podría provocar una escasez de existencias operativas de gas en el sistema.

Resulta por tanto muy conveniente mantener un nivel mínimo de 3 días en los tanques de GNL durante este invierno, ya que la duración de los cierres de los puertos en el

mediterráneo no suele ser superior, con lo que se cubriría el sistema gasista contra esta posible contingencia.

A los efectos de aplicación de esta norma, cabe indicar que el año pasado generó importantes discusiones sobre si los cargos económicos por desbalance previstos en el apartado 9.6 de las NGTS se aplicaban a los usuarios que se encuentren por debajo de 3 días de existencias, a los que se encuentren por debajo de 2 días o a los que se encuentren con existencias negativas (actualmente el usuario no tiene que mantener un talón), que fue el criterio finalmente utilizado por el GTS en la facturación. Por ello, para clarificar la aplicación de la norma, habría que introducir en la misma la indicación del criterio exacto de aplicación al invierno 2006 – 2007.

3.6 Viabilidad de las descargas de buques

Con posterioridad al envío del GTS a la DGPEyM de la propuesta de PAI 2006-07, se publicó la Resolución de 28 de julio de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se modifica el apartado 3.6.3 «Viabilidad de las programaciones de descarga de buques» de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista «NGTS-3», cuyo contenido debería tenerse en cuenta a la hora de valorar la conveniencia de las reglas del plan invernal y, en particular, de la regla número 1.

De acuerdo con la misma:

“Cada usuario de las plantas de regasificación tendrá derecho a mantener en el conjunto del sistema unas existencias medias de GNL por un valor inferior o igual a 8 días de su capacidad total de regasificación contratada en el conjunto de las plantas del sistema. Si la cifra así calculada fuese inferior a 300 GWh, los usuarios que descarguen gas en las plantas de regasificación tendrán derecho, en el conjunto de las plantas de regasificación del sistema, a 300 GWh de existencias medias.

A los efectos anteriores, el Gestor Técnico del Sistema determinará las existencias medias de GNL de cada usuario con periodicidad diaria, calculada como la media aritmética de las existencias diarias de GNL del usuario en el sistema, para el mes móvil anterior (30 días), y se las comunicará al usuario junto con los balances diarios (n+2). Se entenderá a los efectos de esta norma como un mismo usuario de la planta al conjunto de usuarios que pertenezcan a un mismo grupo empresarial.

(....)

En cualquier caso, el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con los titulares de las plantas de regasificación, podrá denegar las descargas de buques cuando el usuario disponga en el conjunto de las plantas de regasificación de un nivel de existencias de GNL superior a 5 días de su capacidad de regasificación contratada. Igualmente, el Gestor Técnico del Sistema podrá denegar las programaciones mensuales de descarga de buques cuando se ponga en peligro la seguridad del sistema o cuando el usuario exceda el nivel de existencias medias de GNL al que tiene derecho.

Con independencia de todo lo anterior, toda programación de descarga de buques estará limitada por la capacidad física de almacenamiento que se encuentre disponible en los tanques de GNL en cada momento, aunque los transportistas, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema, harán sus mejores esfuerzos para hacer la programación factible coordinando la operación de todas las plantas del sistema.»

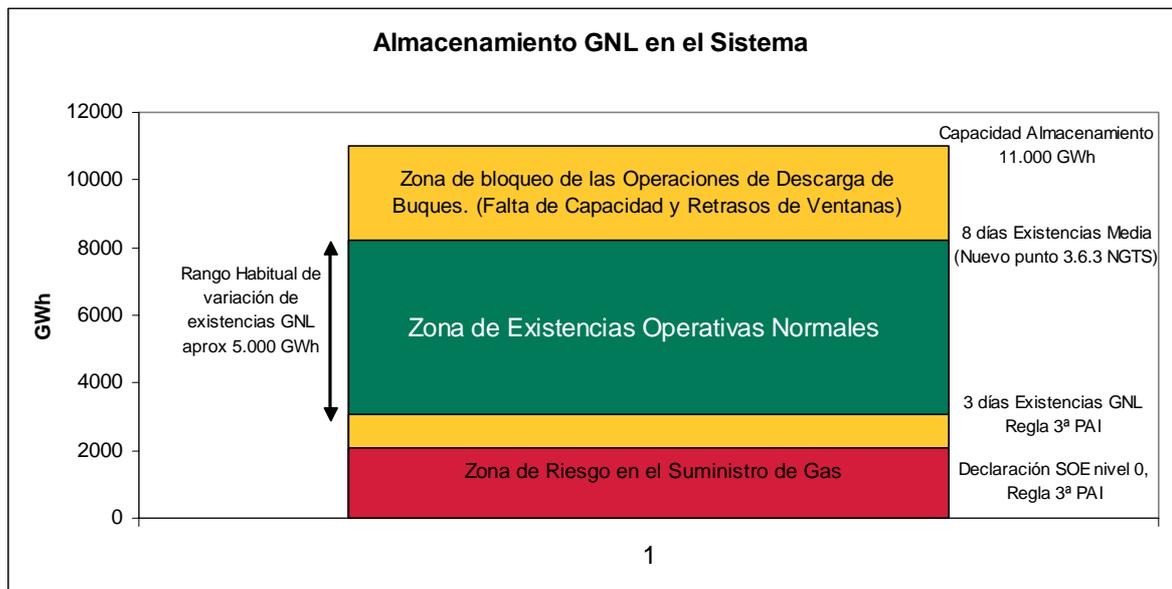
Por tanto, los usuarios pueden mantener existencias medias en los tanques del sistema de hasta 8 días de su capacidad diaria contratada, y tendrán en cuenta esta norma para la gestión de sus aprovisionamientos.

3.7 Seguimiento de variación de existencias (regla 1)

Esta regla establece una limitación a la variación total programada de las existencias operativas del sistema de ± 800 GWh/mensuales o de ± 1.000 GWh en dos meses.

En caso de superarse estos límites, deberán adecuar sus programaciones mensuales aquellos usuarios que no cumplan las limitaciones individuales (tres días de la capacidad contratada por el usuario, con un límite máximo, en exceso o en defecto, de 200 GWh/mes) de forma proporcional a su desviación particular.

Si tenemos en cuenta que la capacidad de almacenamiento útil de los tanques de GNL es aproximadamente de 11.000 GWh, las reglas sobre las existencias de almacenamiento de GNL se pueden mostrar gráficamente en la siguiente figura:



Es decir, considerando que el sistema tiene una capacidad de regasificación contratada equivalente a la existente en julio de 2006 (1.028 GWh), las existencias de GNL en el sistema podrían variar, sin comprometer el suministro, entre 3.084 GWh (3 días de existencias mínimas) y 8.224 GWh (máximo de 8 días de existencias medias de GNL).

Con estos valores, se podrían dar variaciones de existencias en tanques entre estos dos valores, 3.000 y 8.000 GWh, sin que suponga ningún riesgo para el sistema.

Por lo tanto, la regla que limita la variación a ± 800 GWh/mensuales (inferior a un día de consumo) parece innecesaria, puesto que introduce una gran rigidez en la gestión de los aprovisionamientos, sin aportar mejoras a la seguridad de suministro.

Incluso en determinadas situaciones, la regla podría ser perjudicial para el sistema, puesto que si un mes se iniciase con niveles de tanque bajos (3.000 GWh), a final de mes no se podría tener almacenado más de 3.800 GWh, aunque los comercializadores hubieran querido descargar más barcos.

3.8 Regla 2. Limitaciones a las exportaciones

La segunda de las reglas establece la posibilidad de limitar las exportaciones de gas por razones de garantía de suministro en la conexión internacional de Larrau.

Parece adecuada esta regla ante la necesidad de mantener un flujo mínimo de entrada de gas por la conexión internacional de Larrau, estimado por el Gestor Técnico del Sistema en 270.000 m³(n) /h, para apoyar el suministro a los incrementos de consumo producidos en el valle del Ebro donde la red de transporte está saturada.

Cabe señalar que la presente regla se refiere a restricciones técnicas zonales en relación con la conexión internacional de Larrau, sin que, en principio, deba afectar a los flujos de gas hacia Portugal. Por otra parte, parece conveniente incluir el carácter excepcional de las medidas previstas en esta regla 2ª, tal y como se recogía en la Resolución de 28 de noviembre de 2005, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprobó al Plan de Actuación Invernal 2005-2006, para la operación del sistema gasista.

En consecuencia, y a los efectos de evitar cualquier atisbo de especulación jurídica en relación con la presunta afectación de esta regla 2ª a la libre circulación de mercancías en el contexto del mercado único europeo, se propone la modificación de su título y parte de su redacción, con el siguiente tenor:

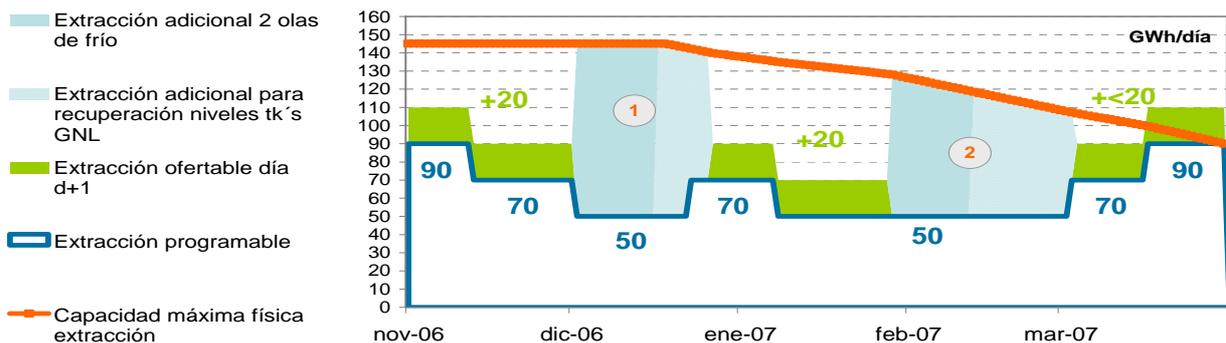
“Regla 2ª.- Flujo mínimo de entrada por Larrau.

Con carácter excepcional y por razones de garantía de suministro motivadas por restricciones técnicas zonales...flujo de caudal inferior al indicado.”

3.9 Regla 4. Límites a la extracción de almacenamientos subterráneos

Esta regla establece un límite de los derechos de extracción diaria de los almacenamientos subterráneos que varía entre 50 y 90 GWh/día en función del periodo temporal del invierno, reservando los derechos restantes (un máximo de 90 GWh con los almacenamientos llenos) para la cobertura de la demanda durante los periodos de olas de frío, donde se produce un incremento de la demanda doméstico / comercial.

Adicionalmente, el GTS, siempre que la seguridad del Sistema lo permita, podrá poner a disposición de los usuarios hasta 20 GWh/día, pudiendo ser esta cifra incrementada a partir del 1 de marzo en función de las existencias de los almacenamientos y las previsiones de demanda.



Extracción programable		
GWh/día	desde	hasta
90	1-nov-06 (X)	12-nov-06 (D)
70	13-nov-06 (L)	3-dic-06 (D)
50	4-dic-06 (L)	22-dic-06 (V)
70	23-dic-06 (S)	7-ene-07 (D)
50	8-ene-07 (L)	2-mar-07 (V)
70	3-mar-07 (S)	16-mar-07 (V)
90	17-mar-07 (S)	31-mar-07 (S)

Reserva ola de frío y recuperación SOE		
GWh/día		volumen adicional
91 aprox.	1 simulación 1ª ola	2.300
67 aprox.	2 simulación 2ª ola	2.300

Extracción ofertable día d+1	
GWh/día	
20	
20	
-	NO se ofertan los 20 GWh/día en los períodos en que se simula una SOE
20	
-	
20	
<20	

Se considera adecuada la decisión de determinar diferentes capacidades extraíbles programables de los almacenamientos subterráneos para los distintos periodos del invierno en función de variables como el riesgo de olas de frío, laboralidad o la curva de declino de existencias de los mismos por ejemplo; puesto que de esta forma se permite una mayor flexibilidad a los agentes sin que se ponga en riesgo la operativa normal del sistema.

Igualmente, y por los mismos motivos, se encuentra adecuada la medida de poder poner a disposición de los usuarios una capacidad adicional siempre que la seguridad del Sistema lo permita.

Por otra parte, en relación con los almacenamientos subterráneos, el Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, introdujo dos Disposiciones, la Adicional Vigésima Sexta y la Transitoria Decimoctava, en

la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, que modifican el reparto de capacidad de los almacenamientos subterráneos.

De acuerdo con esta disposición, un 17 % de la capacidad útil se reparte entre los sujetos de forma proporcional a las ventas realizadas a presión inferior o igual a 4 bar (principalmente mercado doméstico – comercial) y el 83 % restante de forma proporcional a las ventas o consumos totales durante el año natural anterior a cada reparto. También se asigna un mínimo de 0,5 % de capacidad a los comercializadores que no alcancen dicha cuota de mercado.

Este decreto ya tiene en cuenta, en el reparto de la capacidad de los almacenamientos subterráneos, el volumen de mercado doméstico atendido por cada comercializador, así como el volumen del mercado doméstico atendido a tarifa, que se asigna a ENAGAS.

Por ello, se propone que en la resolución sobre el Plan Invernal, se indique que el reparto de los derechos de extracción de los almacenamientos se realice siempre de forma proporcional a la capacidad asignada a cada usuario, de acuerdo con la asignación de capacidad resultante de la aplicación de la disposición Transitoria Decimoctava de la Ley 34/1998, aprobada por el Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio.

Este criterio sustituiría a los párrafos 2 y 3 de la Regla 4ª.

3.10 Regla 5. Programación del gasoducto del Magreb

Esta regla prevé la reserva de 13 GWh/día del gasoducto del Magreb para la cobertura de olas de frío o situaciones de operación excepcional que afecten al aprovisionamiento del mercado a tarifa.

Al igual que en las reglas anteriores, la disposición de una reserva de capacidad adicional redundará en beneficio de la seguridad del sistema gasista.

3.11 Demanda interrumpible

Por último, también cabe hacer una referencia a la Resolución de 25 de julio de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista, que fue publicada con posterioridad al envío del GTS a la DGPEyM de la propuesta de PAI 2006-07.

De acuerdo con la Resolución las causas de interrupción son:

Artículo 10. Causas de interrupción.

El Gestor Técnico del Sistema Gasista solamente podrá ordenar la interrupción del consumidor acogido a esta modalidad de peaje cuando se dé alguno de los siguientes motivos:

I. Indisponibilidad o congestión de instalaciones de transporte o distribución del sistema gasista español.

II. Indisponibilidad de gasoductos o conexiones internacionales, indisponibilidad o cierre de terminales de regasificación o almacenamientos nacionales o terminales de licuefacción en origen, debidos a inclemencias meteorológicas o causas de fuerza mayor, siempre que la pérdida de suministros sea superior al 15% de la demanda media diaria global del mercado español en los meses de verano y al 10% en los de invierno.

En el caso de que la pérdida de suministro sea inferior, el usuario de las instalaciones afectadas deberá adoptar por sí mismo las medidas necesarias para garantizar el suministro.

Excepcionalmente, el Gestor Técnico del Sistema podrá ejecutar interrupciones zonales sin que se alcancen los límites de pérdida de suministro anteriores, previa comunicación e informe a la Secretaría General de Energía y a la Comisión Nacional de Energía.

En aplicación de esta resolución, se han ofertado 150 GWh de demanda interrumpible, que se encuentran en estos momentos en fase de tramitación.

5. CONCLUSIONES

Se informa favorablemente sobre la propuesta de resolución por la que se aprueba el Plan invernal 2006 – 2007, por cuanto se considera que contribuye a mejorar la seguridad de suministro del sistema gasista durante este periodo invernal, reduciendo los riesgos ante posibles contingencias que limiten temporalmente los aprovisionamientos de gas natural al sistema español.

No obstante, se proponen las siguientes modificaciones sobre las reglas propuestas:

1. La regla 1ª que limita la variación de existencias a ± 800 GWh/mensuales (inferior a un día de consumo) se considera innecesaria, puesto que introduce una gran rigidez en la gestión de los aprovisionamientos sin aportar mejoras a la seguridad de suministro, por lo que se propone su eliminación.

Como se ha expuesto en el informe, la capacidad útil de los tanques de GNL es de 11.000 GWh, por lo que el sistema puede operar normalmente con niveles de existencias de GNL entre 3.000 GWh (unos 3 días) y 8.000 GWh (unos 8 días), sin que ello suponga ningún riesgo para el sistema.

2. En relación con la regla 2ª, parece conveniente incluir el carácter excepcional de las medidas previstas en la misma, por lo que se propone la modificación de su título y parte de su redacción:

“Regla 2ª.- Flujo mínimo de entrada por Larrau.

Con carácter excepcional y por razones de garantía de suministro motivadas por restricciones técnicas zonales...flujo de caudal inferior al indicado.”

3. Cabe indicar que el año pasado la regla 3ª generó importantes discusiones sobre si los cargos económicos por desbalance previstos en el apartado 9.6 de las NGTS se aplicaban a los usuarios que se encuentren por debajo de 3 días de existencias, a los que se encuentren por debajo de 2 días o a los que se encuentren con existencias

negativas (actualmente el usuario no tiene que mantener un talón), que fue el criterio finalmente utilizado por el GTS en la facturación.

Por ello, para clarificar la aplicación de la norma, habría que introducir en la misma la indicación del criterio exacto de aplicación al invierno 2006 – 2007.

4. En relación con la Regla 4ª, se propone que *“el reparto de los derechos de extracción de los almacenamientos se realice siempre de forma proporcional a la capacidad asignada a cada usuario, de acuerdo con la asignación de capacidad resultante de la aplicación de la disposición Transitoria Decimoctava de la Ley 34/1998, aprobada por el Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio”*, que ya tiene en cuenta la demanda doméstica y comercial de cada usuario. Este criterio sustituiría a los párrafos 2 y 3 de la Regla 4ª