

## **ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE APRUEBA EL PLAN DE ACTUACIÓN INVERNAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA GASISTA**

Expediente INF/DE/106/21

### **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

#### **Presidente**

D. Ángel Torres Torres

#### **Consejeros**

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

#### **Secretario**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 16 de septiembre de 2021

En el ejercicio de la función establecida en el apartado 35 del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Sala de Supervisión Regulatoria acuerda emitir el siguiente informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista.

### **1. Antecedentes**

En fecha 14 de julio de 2021, en cumplimiento de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (en adelante NGTS), el Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS) presentó a la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, DGPEM) una propuesta de Plan de Actuación Invernal para el periodo 2021-2022.

En fecha 9 de agosto de 2021, tuvo entrada en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC) la Propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista, solicitando informe preceptivo con carácter de urgencia, en virtud de las funciones atribuidas a esta Comisión. Esta propuesta de Resolución se basa en el citado Plan de Actuación Invernal propuesto por el GTS.

La nueva propuesta de Resolución de la DGPEM sucede a la Resolución de 27 de noviembre de 2017, de la DGPEM, por la que se aprueba el Plan de Actuación

Invernal para la operación del sistema gasista, publicada en el Boletín Oficial del Estado (en adelante, BOE) de 29 de noviembre de 2017.

## 2. Normativa aplicable

Las NGTS, aprobadas por la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, contemplan, en el capítulo 9.2 sobre Operación Normal del Sistema, la realización 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.”*

El Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, determina, en su artículo 5.Siete.2, que modifica la redacción del artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos que:

*“2. El Ministerio para la Transición Ecológica aprobará la normativa relacionada con los siguientes aspectos:*

- a) Los mecanismos para garantizar el necesario nivel de suministro de gas natural del sistema a corto y medio plazo y el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad.*
- b) Los procedimientos de coordinación que garanticen la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte, de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad necesarios, contemplando específicamente la previsión de planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural.*
- c) El procedimiento sobre las medidas a adoptar en el caso de situaciones de emergencia y desabastecimiento.*
- d) La calidad del gas y los requisitos de medida.*
- e) Los procedimientos de control de las entradas y salidas de gas natural hacia o desde el sistema gasista nacional.”*

### 3. Medidas propuestas por el Plan de Actuación Invernal

Al igual que la Resolución actualmente en vigor, la nueva propuesta de la DGPEM de Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista estará vigente desde el 1 de noviembre de cada año hasta el 31 de marzo del año siguiente. El propio Plan indica que su finalidad es *“garantizar el suministro de gas natural ante situaciones imprevistas como un incremento de demanda inesperado, una pérdida sobrevenida de un suministro o el fallo de una de las infraestructuras principales del sistema gasista”*.

La propuesta mantiene las actuales definiciones de varios términos, que son empleados posteriormente en el establecimiento de las reglas del Plan. Estos términos son: reserva invernal, temperatura significativa del sistema gasista, curva de referencia de temperaturas, aviso de bajas temperaturas y ola de frío.

Las reglas del nuevo Plan de Actuación Invernal propuesto presentan algunas diferencias respecto de las establecidas en la resolución vigente, según se indica a continuación:

1. Cada usuario deberá mantener unas reservas mínimas de gas natural licuado (en adelante, GNL) en función de lo siguiente:
  - a) La contratación de capacidad firme de entrada a la red de transporte de duración superior a un día. Solo será considerada la capacidad contratada destinada al suministro del mercado nacional.
  - b) La cantidad de las reservas requeridas variará dentro del periodo invernal, siendo de 1,5 días de la capacidad contratada en el mes de noviembre, 2,5 días en diciembre, 4,5 días en enero, 3,5 días en febrero y 1,5 días en marzo. Esta constituye una diferencia relevante respecto de la resolución actual, en la que la cantidad de reservas requerida es fija, de valor 3,5 días, durante todo el periodo invernal. Además, se indica que dentro de cada periodo no será necesario reponer las reservas liberadas, en su caso.
  - c) Se autoriza al GTS a reducir la duración del periodo de aplicación del Plan de Actuación Invernal o a aplicar obligaciones menos restrictivas, previa comunicación a la DGPEM y a la CNMC.
2. No tendrán obligación de mantener existencias los usuarios pertenecientes a un mismo grupo empresarial cuyas obligaciones sean inferiores a 8 GWh. Este valor se reduce casi hasta la mitad del valor establecido en la resolución vigente, de 15 GWh, afectando por tanto a comercializadores de menor tamaño.
3. El GTS comunicará a cada usuario el nivel mínimo de reserva invernal que debe mantener antes del 1 de octubre. Los usuarios dispondrán de dos días para hacer observaciones.

No se modifica tampoco la forma en la que han de mantenerse las reservas mínimas requeridas, en forma de GNL, que deberán estar localizadas en las plantas de regasificación o en barcos situados en aguas territoriales, y se podrán arrendar a un tercero.

Las existencias se podrán movilizar una vez el GTS haya publicado una nota de operación de movilización. La nota podrá estar motivada, entre otras causas, por:

- Una declaración de ola de frío o aviso de bajas temperaturas. En esta situación se dará prioridad a la carga de cisternas de GNL destinadas a plantas satélite que suministran a redes de distribución frente a las destinadas a plantas satélite monoclientes.
- Un incremento extraordinario de demanda de gas para generación eléctrica motivada, entre otras causas, por paradas no programadas de centrales, aumento de exportaciones de electricidad a países vecinos u otra causa que pudiera ocasionar un menoscabo de la seguridad de suministro eléctrico.
- La declaración de fuerza mayor de un proveedor.
- Incidencias en infraestructuras de gas que impacten en la capacidad de importación de gas o en el suministro a los consumidores finales.

En su nota, el GTS indicará, al menos, el porcentaje de existencias que puede ser utilizado, que será igual para todos los usuarios, no siendo necesaria la reposición de las reservas empleadas durante el periodo del Plan en curso.

El GTS será responsable también de supervisar diariamente el cumplimiento del Plan Invernal, informando a los usuarios en caso de incumplimiento para que estos corrijan su situación lo antes posible. Además, solicitará a los usuarios la confirmación de las descargas y cargas programadas de los siguientes 30 días, y podrá declarar Situación de Operación Excepcional de Nivel 0 (en adelante, SOE-0) si detectase incumplimientos que pusieran en riesgo la seguridad del sistema. Asimismo, comunicará a la DGPEM y a la CNMC los incumplimientos del Plan, que tendrán consideración de falta grave o muy grave según la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos.

El GTS tendrá la obligación de informar a los usuarios de la previsión de demanda punta convencional total del sistema, distinguiendo entre emisión y cisternas, en caso de ola de frío o aviso de bajas temperaturas.

Se prevé que el Plan surta efectos a partir del día siguiente a su publicación en el BOE.

#### **4. Alegaciones del Consejo Consultivo de Hidrocarburos**

En fecha 9 de agosto de 2021, la propuesta de resolución remitida por la DGPEM se envió para comentarios del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, habiéndose recibido observaciones de 5 sujetos (uno de ellos en representación de varios agentes).

A continuación, se resumen las principales alegaciones realizadas por el resto los agentes, agrupadas por temas.

- Sobre la necesidad de un Plan de Actuación Invernal, las observaciones son contrapuestas. Por un lado, un sujeto valora positivamente las medidas contenidas en el Plan propuesto, alegando que así se minimizaría el impacto de la estacionalidad de la demanda, especialmente sensible a las olas de frío. Por otro, otra alegación (en representación de varios agentes) explica que son las empresas comercializadoras, bajo la normativa actual, las responsables de garantizar la seguridad de suministro. Para ello, estas empresas tienen en cuenta en su gestión de aprovisionamientos las posibles olas de frío y situaciones excepcionales que puedan afectar al suministro, y son las más adecuadas para realizarlo con la máxima eficiencia y optimización de los costes que pudieran ser repercutidos a los clientes. Por eso, solicita que se eliminen las obligaciones o, en su defecto, se evite sobredimensionar la necesidad de reservas invernales, minimizando su posible impacto económico. Para ello, proponen un canon de almacenamiento de GNL de las existencias invernales gratuito o rebajado.
- Sobre los sujetos obligados a mantener existencias invernales, una alegación considera discriminatorio excluir de la obligación a los grupos empresariales cuyas obligaciones no superen los 8 GWh.
- Tampoco hay consenso en los comentarios con respecto a la forma en que han de mantenerse las existencias invernales. Así, un sujeto cree que debe permitirse mantener las existencias también en los almacenamientos subterráneos, si bien limitadas al 25% de las obligaciones del usuario, mientras que otro ve acertado que solo puedan mantenerse las existencias invernales en forma de GNL, dada la escasa capacidad de los almacenamientos subterráneos.
- En cuanto a la formalización de las existencias invernales, una observación (en representación de varios agentes), sugiere que se permita alcanzar a los usuarios el nivel de existencias exigido de un mes a otro de manera gradual durante los 7 primeros días del mes.
- Sobre las causas para la movilización de las existencias invernales, se recomienda incluir situaciones de precios muy elevados del gas natural, por su impacto en los ciudadanos y en el mercado eléctrico
- Respecto al arrendamiento de existencias invernales, se han remitido dos recomendaciones: por una parte, que se obligue a los usuarios a enviar al GTS los contratos de arrendamiento de existencias invernales firmados por los agentes y sus modificaciones; y, por otra parte, clarificar en la resolución que el GNL arrendado no podrá ser utilizado por el arrendador como existencias invernales, sino solo por el arrendatario.

- También se solicita añadir la obligatoriedad de comunicar los cambios en las descargas de buques con una antelación mínima de 10 días, para asegurar el correcto funcionamiento de las plantas de regasificación.
- Finalmente, un agente señala la necesidad de que el GTS remita a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (en adelante, CORES) la información sobre el cumplimiento del Plan.

## **5. Consideraciones de la CNMC**

### **5.1 Sobre la necesidad del Plan de Actuación Invernal**

Si bien la normativa actual<sup>1</sup> prevé la aprobación de un Plan de Actuación Invernal a través de una Resolución de la DGPEM, en línea con lo apuntado en informes previos de la CNMC sobre este asunto, esta Comisión considera necesario que el GTS justifique adecuadamente la necesidad de la aplicación de dicho plan de la actuación invernal. Ello en tanto que las obligaciones impuestas a los usuarios, a los que se requiere el mantenimiento de unas reservas de GNL adicionales durante cinco meses, suponen un sobrecoste para estos que, como ha indicado una asociación en sus alegaciones, podría repercutir en un encarecimiento del suministro para los consumidores finales y dado que, en el contexto regulatorio actual de desarrollo del mercado gasista se dispone de suficientes herramientas de mercado para garantizar dicho suministro.

Cabe apuntar a este respecto que, en el sistema gasista español existe la obligación de mantener unas existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico, de forma permanente, según se establece en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y CORES<sup>2</sup>. Esta obligación, que no es, en general, habitual en el entorno europeo, supondría un coste adicional a los consumidores españoles.

Por otro lado, el marco normativo actual ha evolucionado, conforme a la regulación europea<sup>3</sup>, promoviendo el establecimiento de mecanismos de mercado como instrumento central en la consecución de un mercado de gas competitivo, evitando en la medida de lo posible medidas intervencionistas, salvo que exista prueba evidente de un fallo de mercado. En esta línea, tal como señala una de las alegaciones recibidas, las posibles tensiones que pudieran surgir en el suministro de gas por una demanda mayor a la esperada se deberían resolver siempre por mecanismos de mercado, bajo el propio ajuste de oferta y demanda del suministrador. Por otro lado, el citado reglamento europeo de seguridad de suministro identifica las reservas operativas como solución posible para garantizar la seguridad de suministro, siempre que se identifique un fallo de mercado.

---

<sup>1</sup> Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las NGTS.

<sup>2</sup> 20 días del consumo firme suministrado.

<sup>3</sup> Directiva 2009/73/CE, Reglamento (CE) nº 715/2009, Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) nº 994/2010.

Los comercializadores que operan en el mercado español, como responsables de garantizar el suministro de sus clientes, de acuerdo con la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, cuentan actualmente con distintos instrumentos para hacer frente a una demanda sobrevenida, con independencia de su causa, según se expone a continuación.

Por un lado, existe la posibilidad de almacenar gas, tanto en forma de gas natural como en forma de GNL, contratando capacidad tanto en almacenamientos subterráneos como en plantas de regasificación de GNL. Estos actualmente cuentan con unos 34 TWh y 23 TWh de capacidad de almacenamiento respectivamente.

Por otro lado, existe la posibilidad de comprar gas o GNL en los mercados internacionales y en el mercado organizado (MIBGAS en particular), o en otros mercados adyacentes.

En relación con los mercados internacionales cabe apuntar que en los últimos años estos han evolucionado progresivamente hacia fórmulas de contratación más flexibles, permitiendo a los usuarios hacer uso de las flexibilidades en aquellas situaciones que lo requieran, por ejemplo, ante un incremento puntual de demanda. Asimismo, en el caso particular del mercado del GNL, la contratación de suministros a corto plazo supone una proporción cada vez mayor de los aprovisionamientos totales y las cláusulas que vinculan los cargamentos a destinos particulares son cada vez menos frecuentes, lo que incrementa también las posibilidades de aprovisionamiento de gas de los agentes a corto plazo.

Respecto a los mercados organizados, la existencia de un mercado mayorista de gas con reglas de funcionamiento claras y transparentes facilita y promueve las operaciones de compraventa de gas cuando los usuarios lo necesitan para atender su demanda, ofreciendo señales de precio y asegurando el suministro.

Asimismo, el acceso a la contratación de la capacidad de las infraestructuras a corto plazo posibilita que los usuarios contraten la capacidad adicional que les permita atender su suministro cuando lo necesiten por situaciones sobrevenidas de incrementos no esperados de su demanda. A este respecto, la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural (en adelante, circular de acceso), define productos de capacidad estandarizados (anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios) que permiten la reserva de capacidad a corto y muy corto plazo. Adicionalmente, la circular determina la reserva de un porcentaje de la capacidad disponible para que esta pueda ser contratada en el corto plazo, en particular para los servicios de almacenamiento de gas natural, almacenamiento de GNL o para la descarga de buques.

Existen también mecanismos de gestión de congestiones en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, cuya finalidad consiste en maximizar la oferta de capacidad y su uso, ofreciendo de nuevo al mercado la capacidad que

está contratada pero que no se usa. En la actualidad se está trabajando en el desarrollo de mecanismos de gestión de congestiones adicionales para el resto de las infraestructuras.

En cualquier caso, los comercializadores cuentan con un régimen regulatorio que establece obligaciones explícitas e incentivos para que estos atiendan diligentemente el suministro de sus clientes, además de existir la figura fundamental del GTS como garante del balance del sistema gasista. Concretamente, el régimen de balance, establecido por la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural (en adelante, circular de balance), asigna de una forma clara las responsabilidades sobre el balance de gas de cada comercializador en la red de transporte (PVB), en los almacenamientos subterráneos (AVB) y en los tanques de las plantas de regasificación (TVB), mediante el establecimiento de unas normas basadas en reglas de mercado, de conformidad con la normativa europea<sup>4</sup>. De acuerdo con dichas normas, los usuarios deben asumir la responsabilidad de equilibrar sus entradas y salidas (demanda), para lo cual disponen de diversos instrumentos, como la flexibilidad en las nominaciones y renominaciones, la contratación de capacidad en las diferentes infraestructuras, la compraventa de gas en el mercado organizado o de forma bilateral, la información sobre la demanda prevista<sup>5</sup>, etc., de forma que los usuarios puedan gestionar sus riesgos de forma eficiente económicamente. Asimismo, se implementan recargos (sobrecostes) basados en el precio del gas en el mercado organizado para aquellos usuarios que acaben el día de gas desbalanceados, que se aplican en función de la cantidad de gas en desbalance.

Adicionalmente, de forma subsidiaria, el GTS puede adquirir gas en el mercado organizado en caso de que haya déficit de gas en el sistema, cuyo coste es imputado a los comercializadores según sus desbalances. La circular de balance posibilita una total trazabilidad de los posibles incumplimientos de los comercializadores que podrían dejar de aportar el gas necesario para cubrir su demanda, lo que permite la depuración de las responsabilidades derivadas de los mismos.

Sin perjuicio de todo ello, el sistema gasista cuenta con herramientas adicionales para garantizar la seguridad de suministro, desempeñadas a través de la figura del GTS. En particular, las NGTS establecen distintas situaciones de operación del sistema gasista, estas son las situaciones de operación normal, de operación excepcional, que en función de su gravedad se pueden declarar tres niveles (0, 1 y 2), y de emergencia. En cada uno de los casos de Situación Operación Excepcional (SOE) se capacita al GTS para adoptar una serie de medidas que

---

<sup>4</sup> Reglamento (UE) N° 312/2014 de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte.

<sup>5</sup> El GTS realiza numerosas previsiones de oferta y demanda en los diversos horizontes temporales, como, por ejemplo, los planes de operación mensuales con detalle diario y actualización al menos dos veces al día, suministrando esta información a los usuarios del sistema gasista. Asimismo, prevé posibles eventualidades y restricciones que puedan afectar al suministro.

permitan reconducir al sistema a la situación de operación normal o a aminorar los efectos de la SOE. Será el GTS el encargado de declarar la SOE antes de aplicar las medidas que considere necesarias. El apartado 10.2 de las NGTS indica que las SOE vendrán normalmente ocasionadas, entre otros motivos, “por un fuerte incremento imprevisible en el consumo”. El Plan de Actuación Invernal propuesto hace empleo de la declaración de SOE cuando el GTS estime que existe un riesgo para la seguridad del sistema por incumplimientos del Plan.

## 5.2 Sobre el contexto actual del mercado gasista, a nivel nacional e internacional, y el impacto de las medidas sobre el consumidor final

Como así señala la propuesta de resolución en su preámbulo, los precios del gas natural se han visto incrementados de forma muy significativa a lo largo de los últimos meses, situándose en la actualidad en valores muy superiores a los precios existentes hace un año. A modo de ejemplo, en la fecha de elaboración de este informe, agosto de 2021, los precios del producto diario tanto en MIBGAS como en otros mercados europeos se situaban en valores próximos a los 45 €/MWh, mientras que hace un año dichos valores se situaban en valores próximos a los 10 €/MWh.

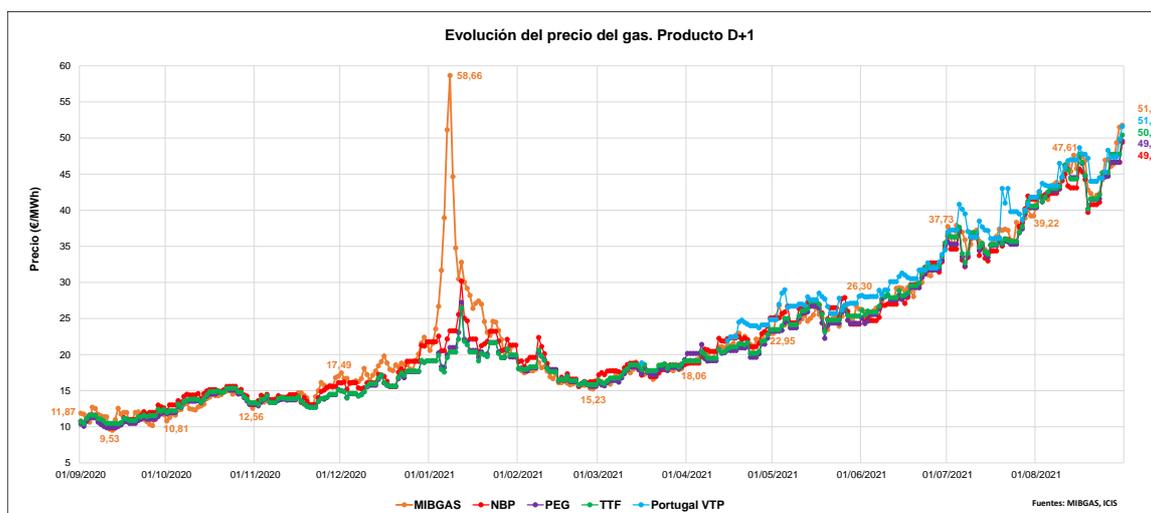


Figura 1: Evolución del precio del gas en los últimos 12 meses. Fuente CNMC.

Este contexto de incremento tan notable de precios que está teniendo lugar a nivel internacional y que podría dilatarse en el tiempo, está dando lugar a que los suministradores trasladen el incremento de costes de aprovisionamiento a sus clientes, aumentando, en consecuencia, el coste de suministro de gas natural para los consumidores finales y en particular al mercado mayorista eléctrico y al consumidor eléctrico en consecuencia.

A este respecto, debe tenerse en cuenta que la obligación de mantener unas existencias adicionales de GNL en las condiciones que establece la propuesta de Plan de Actuación Invernal supondría un coste adicional para los usuarios, que en el contexto de incremento de precios previamente apuntado, vendría a encarecer aún más el suministro de los consumidores finales. La propuesta no incluye una

evaluación del coste del Plan para los usuarios, cuya cuantificación sería apropiada a la hora de valorar el impacto económico de las medidas propuestas.

En el caso concreto de la obligación de mantener existencias operativas para el consumo de generación eléctrica de los ciclos combinados, éstos son una de las tecnologías que frecuentemente marcan el precio en el mercado mayorista de electricidad. Por lo tanto, las obligaciones de almacenamiento de GNL adicionales que plantea el Plan de Actuación Invernal podrían suponer un coste adicional, no solo para los consumidores de gas natural, sino también para los consumidores de electricidad.

No obstante todo lo anterior, cabe apuntar que, en cualquier caso, la propuesta escalona el requerimiento de existencias mínimas invernales en función de los meses y de la probabilidad de que se produzcan situaciones de incremento de demanda inesperadas, siendo dicho requerimiento mayor en el mes más desfavorable (4,5 días en enero) y menor en los meses menos desfavorables (1,5 días en noviembre y marzo). Esto supone un valor medio de 2,7 días de existencias mínimas en el periodo invernal, un 23% inferior a los 3,5 días que determina la resolución vigente en la actualidad y, por lo tanto, de media indicaría un menor sobrecoste para los usuarios, así como una mejor adaptación de las existencias requeridas a la situación potencial de riesgo que se pretende paliar con estas medidas.

### **5.3 Sobre la forma de constitución de las existencias invernales**

De forma continuista con la resolución vigente en la actualidad, las reservas invernales, seguirían siendo GNL almacenado en las plantas de regasificación o en barcos situados en aguas territoriales. Este GNL podrá ser propiedad del usuario o arrendado a un tercero.

Esta obligación afecta de forma asimétrica a los usuarios que se aprovisionan exclusivamente con gas natural (y no con GNL), ya que se les obliga a adquirir o arrendar GNL a otros usuarios y a contratar capacidad en las plantas de GNL para poder almacenar y extraer el GNL. La repercusión económica es mayor si se tiene en consideración que los productos trimestrales y mensuales para cubrir el periodo de noviembre a abril son más caros, debido al coeficiente aplicable a los peajes de estos productos de corto plazo.

Adicionalmente, los usuarios de mayor tamaño de las plantas de forma habitual suelen mantener un número de días de existencias alto. Las existencias en plantas rara vez son inferiores a 7 días (presenta una media de 10,7 días en el periodo desde el 1 de enero de 2021 hasta finales de agosto) de acuerdo con la información que publica el GTS en su web (plan de operación). Por tanto esta obligación podría no redundar en el mantenimiento de mayores existencias operativas en plantas de GNL, sino en el cambio de titularidad de esas existencias.

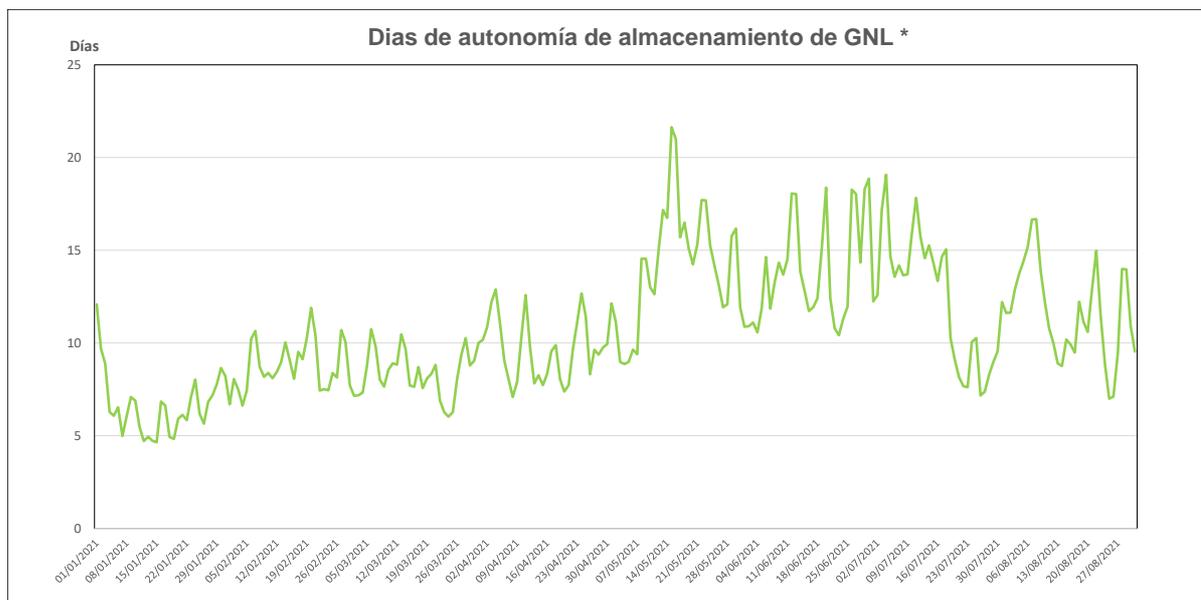


Figura 2: Evolución de la autonomía de almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación, calculada como el cociente entre las existencias de GNL en tanques y la demanda diaria. Fuente: GTS.

#### 5.4 Sobre el seguimiento y control del Plan de Actuación Invernal

Las funciones de supervisión del mantenimiento y correcta movilización de existencias del Plan de Actuación Invernal recaen sobre el GTS que, de acuerdo a la propuesta, está autorizado a declarar SOE-0 si, como consecuencia de incumplimientos del Plan, el GTS estimase que *“existe un riesgo para la seguridad del sistema y exclusivamente a los efectos de mantener los parámetros de seguridad necesarios”*.

La NGTS-10 ya capacita al GTS para emplear SOE-0 cuando lo estime necesario, adoptando medidas que permitan reconducir al sistema a la situación de operación normal o a aminorar los efectos de la SOE. Por otra parte, el SOE-0, de acuerdo a su definición, se dirige fundamentalmente a paliar situaciones en las que el suministro no estaría en peligro; para situaciones donde hay riesgo para el suministro, en todo caso, habría que declarar un SOE de mayor nivel.

### 6. Conclusiones

Sin entrar a valorar la necesidad del Plan de actuación invernal propuesto, se considera como se ha puesto de manifiesto en informes previos que debería quedar mejor justificada su necesidad, así como incluir una valoración de su coste. Ello en tanto que ya existe la obligación de almacenar existencias estratégicas por valor de 20 días durante todo el año y que, en línea con los comentarios recibidos durante el trámite de audiencia al Consejo Consultivo de Hidrocarburos, podría suponer un coste adicional para el consumidor final. En este sentido en el Plan de Actuación Invernal propuesto debería aparecer especificado su coste para los

consumidores gasistas y eléctricos, frente a sus posibles beneficios. Debe tenerse en cuenta además que existen herramientas de mercado que sirven para asegurar las necesidades de suministro al sistema español.

Se valora positivamente, en cualquier caso, que la propuesta de Plan de Actuación Invernal disminuya las obligaciones existentes a día de hoy.