CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE LA CNMC POR LA QUE SE ESTABLECE UN RÉGIMEN ECONÓMICO SINGULAR Y DE CARÁCTER TEMPORAL PARA LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE EL MUSEL

REF. RAP/DE/030/22

2 de febrero de 2023

www.cnmc.es

INTERNA

ÍNDICE

1. OBJETO 3

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE 3

3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA RESOLUCIÓN 7

4. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN 7

5. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO 7

5.1. Sobre el régimen de acceso 15
5.1.1. Propuesta del transportista 15
5.1.2. Valoración de la propuesta 18

5.2. Sobre los precios de los servicios 24
5.2.1. Propuesta del transportista 24
5.2.2. Valoración de la propuesta 25

5.3. Sobre el régimen retributivo 26
5.3.1. Propuesta del transportista 26
5.3.2. Valoración de la propuesta 28

5.4. Sobre la seguridad de suministro 36

6. CONCLUSIONES 37

1. OBJETO

El objeto de la presente memoria justificativa consiste en detallar y explicar el contenido de la resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) en la que, a solicitud de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U (ENAGAS), se establece un régimen económico singular y de carácter temporal para la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el Puerto de El Musel (en adelante planta de El Musel), en el término municipal de Gijón (Asturias).

Esta resolución favorable de la CNMC, sobre las condiciones económicas y de acceso para la prestación del servicio de capacidad que corresponda, conforme lo dispuesto en el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, es una de las condiciones de la DGPEM del Ministerio para la Transición Energética y Reto Demográfico, en su resolución de fecha 28 de junio de 2022, para otorgar a ENAGÁS la correspondiente autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en la planta de El Musel.

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

La planta de El Musel se incluyó en el documento “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte” aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 30 de mayo de 2008, formando parte de la red básica.

La Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, DGPEM) de 29 de diciembre de 2008[1] otorgó a ENAGÁS S.A. la autorización administrativa previa para la construcción de la planta de El Musel. Posteriormente, la Resolución de la DGPEM de 16 de febrero de 2010 aprobó el proyecto de ejecución de las instalaciones.

El 30 de noviembre de 2012, ENAGÁS S.A. solicitó el reconocimiento de la totalidad de las instalaciones de la planta de El Musel, y la formalización de la

[1] La sentencia número 364 del Tribunal Superior de Justicia de Madrid, de 31 de julio de 2013, anuló la citada resolución de la DGPEM de 29 de diciembre de 2008, por incumplirse en la misma las normas sobre distancias mínimas a los núcleos de población previstas en el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas (RAMINP) aprobado por Decreto 2414/1961, de 30 de noviembre. Dicha sentencia devino firme al confirmarse en casación mediante la Sentencia número 762/2016, de 29 de febrero de 2016, del Tribunal Supremo (casación 3615/2013). Adicionalmente, el Tribunal Superior de Justicia de Madrid en su Auto n.º 270/2017, de 16 de octubre de 2017, establece que se considera ejecutada en su totalidad la sentencia precedente con la mera declaración de nulidad de la autorización de la construcción de la planta y con su posterior hibernación, sin necesidad de demolición u otra actividad.

puesta en servicio de éstas. El 13 de marzo de 2013, la Dirección del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Asturias extendió el acta de puesta servicio en los términos previstos por la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

La disposición transitoria tercera del citado Real Decreto-ley suspendió la tramitación de todos los procedimientos de adjudicación y otorgamiento de nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, incluyendo la autorización administrativa, la autorización del proyecto de ejecución o el acta de puesta en servicio. Asimismo, estableció el derecho a percibir una retribución financiera transitoria y una retribución por costes de operación y mantenimiento con objeto de que la instalación esté preparada para iniciar su puesta en servicio cuando así se determine.

La Resolución de 31 de julio de 2014 de la DGPEM reconoció la retribución financiera transitoria desde el 30 de diciembre de 2012 al 31 de diciembre de 2014, así como los valores de inversión a considerar para determinar la retribución financiera transitoria de los años posteriores por las Órdenes Ministeriales y Resoluciones de la Comisión.

Posteriormente, atendiendo tanto al Real Decreto-ley como a la Resolución de 31 de julio de 2014, las Órdenes IET/2736/2015, de 17 de diciembre, ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, TEC/1283/2017, de 22 de diciembre, TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, y las Resoluciones de la CNMC de 11 febrero y 20 mayo de 2021 y 19 de mayo de 2022, han establecido la retribución financiera transitoria y la retribución por costes de operación y mantenimiento para el periodo entre el 1 de enero de 2015 y el 30 de septiembre de 2023.

Desde el 13 de marzo de 2013, mediante acta de puesta en servicio de las instalaciones extendida por la Dirección del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Asturias, la planta de El Musel se encuentra construida y en estado de hibernación, percibiendo retribuciones financieras y por operación y mantenimiento para que esté preparada para iniciar su puesta en servicio cuando así se determine.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, dispone, en su artículo 60.7, que la CNMC podrá establecer, tras solicitud del titular de una planta de regasificación, un régimen económico singular y de carácter temporal para la prestación de

servicios logísticos de gas natural licuado[2]. Estos servicios deberán ser prestados bajo contratos a largo plazo y su objeto principal no será el acceso al sistema gasista español para suministro de la demanda nacional.

Posteriormente, el Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural, restableció la tramitación de las instalaciones afectadas por la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, en particular, la tramitación de la planta de El Musel.

En fecha 6 de agosto de 2018, ENAGÁS solicitó a la DGPEM la autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones correspondientes al proyecto denominado "Planta de Recepción, Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en el Puerto de El Musel, Término municipal de Gijón (Asturias)".

En fecha 8 de abril de 2022, ENAGÁS solicitó a la CNMC, en virtud de lo establecido en el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, el establecimiento de un régimen económico singular y de carácter temporal para la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado desde la planta de El Musel.

En fecha 27 de abril de 2022, la CNMC envió a ENAGÁS un oficio de petición de información conforme al procedimiento establecido en el artículo 19.2 de la Circular 9/2019, en la que se solicitaban datos adicionales en relación con los servicios de capacidad a ofertar, con los costes de inversión, con los costes de operación y mantenimiento y con la fundamentación de la sostenibilidad económica y financiera de la inversión.

En fecha 28 de junio de 2022, la DGPEM emitió Resolución[3] por la que se otorga a ENAGÁS autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el puerto de El Musel, en el término municipal de Gijón en el Principado de Asturias, de conformidad con lo previsto en el título IV del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y

[2] La asignación de competencia a la CNMC en dicho artículo 60.7 (originalmente correspondía al Ministerio), se efectuó mediante la redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con 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.

[3] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-10948.

procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. Esta autorización se otorga con sujeción al cumplimiento de una serie de condiciones.

En particular, el resuelve cuarto obliga al cumplimiento de todas las condiciones ambientales establecidas en la Resolución, de 28 de abril de 2021, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, incluidas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias de los efectos adversos sobre el medio ambiente. En lo que se refiere a la calidad del aire, se determina la obligación de minimizar emisiones fugitivas, para lo cual el operador de la planta deberá dotar los sistemas necesarios para dar cumplimiento a la legislación vigente a este respecto.

Por su parte, el resuelve séptimo condiciona la extensión del acta de puesta en servicio de la instalación prevista en el artículo 85 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, a la obtención previa de:

- *"Resolución favorable de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sobre las condiciones económicas y de acceso para la prestación del servicio de capacidad que corresponda, conforme lo dispuesto en el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.*

- *Resolución favorable de la persona titular del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, referencia que en la actualidad debe entenderse dirigida al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, sobre las condiciones técnicas y económicas para la prestación del servicio de capacidad que corresponda y para el comienzo de la operación de las instalaciones asociadas al mismo, conforme a lo dispuesto en la disposición adicional primera del Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural."*

En fecha 4 de julio de 2022, ENAGÁS envió su respuesta al oficio de petición de información de la CNMC, aportando la información requerida en el mismo. Asimismo, en fecha 24 de noviembre de 2022, CNMC remitió a ENAGÁS un oficio de petición de información sobre preacuerdos con potenciales usuarios de la planta de El Musel. Dicha solicitud fue atendida por ENAGÁS en fecha 29 de noviembre de 2022.

3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA RESOLUCIÓN

La resolución se dicta, tras el oportuno trámite de audiencia, en respuesta a la solicitud de ENAGÁS de 8 de abril de 2022, en virtud del artículo 60.7 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, consistente en que se establezca un régimen económico singular y de carácter temporal para la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado desde la planta de El Musel, en situación administrativa especial.

Por otro lado, a esta resolución también le resulta de aplicación el artículo 19 de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC, por la que se determina la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.

4. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

Con fecha 23 de diciembre de 2022, se envió la "Propuesta de Resolución por la que se establece un régimen económico singular y de carácter temporal para la planta de regasificación de El Musel", tanto a ENAGÁS, solicitante de la resolución, como a Regasificadora del Noroeste, S.A (REGANOSA), sujeto que solicitó su personación, para que pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimase oportunas en el plazo de diez días hábiles.

4.1. Comentarios recibidos durante el trámite de alegaciones

Durante el plazo de alegaciones se han recibido comentarios de ENAGÁS y REGANOSA.

Los comentarios de ENAGÁS se refieren a:

[CONFIDENCIAL]

REGANOSA realizó los siguientes comentarios:

- En relación con la incorporación de equipos que reduzcan el *boil-off* producido por la prestación de los servicios logísticos, considera que el tiempo real que conlleva tramitar su autorización supera el periodo de aplicación de la resolución propuesta (hasta el 31 de diciembre de 2026).

- La zona noroeste de la península presenta una congestión física que se vería agravada por la puesta en marcha de El Musel, obligando a reducir la capacidad de emisión de la planta de Mugardos y, en consecuencia, su

capacidad contratable. En esta línea, se solicita que los procedimientos operativos necesarios se definan con carácter previo a la aprobación del régimen de acceso de El Musel, asegurando que no se afecta a la capacidad contratable de una planta existente.

- El cargadero de cisternas de la planta de Mugardos *"estuvo durante 2022 a un 34% de utilización"*, y no se entiende por qué considera la propuesta la situación de supuesta congestión en la prestación del servicio de cisternas.

- El régimen establecido para la gestión del *boil-off* de El Musel puede provocar ineficiencia en la gestión del *boil-off* de Mugardos, ya que *"puede llevar a la planta de Mugardos a situaciones recurrentes de parada".*

- *"El análisis de sostenibilidad e impacto en la sostenibilidad económica del sistema no es completo"*; el agente requiere valorar *"la necesidad de la planta a futuro, la demanda y escenarios de funcionamiento que justifiquen los ingresos, pues se va a retribuir hoy considerando que la planta entraría con todas sus capacidades en el régimen regulado."*

  Además, propone incorporar el impacto de las siguientes cuestiones: (i) ofertar como servicios logísticos de GNL no regulados unos servicios que ya están prestando en otras plantas; (ii) mantener íntegra la retribución al resto de las plantas mientras se reduce su funcionamiento; y (iii) el posible incremento de costes de operación y mantenimiento en otras plantas por operar en rangos de funcionamiento menos eficientes.

- Con relación a la suficiencia de peajes, indican que la planta no recaudará peajes adicionales para el sistema gasista, ya que se detraerán de los servicios que se prestan actualmente en otras plantas, y no se sabe si los servicios logísticos de GNL no regulados recaudarán ingresos, y si dicho importe cumpliría con la obligación de ser superiores a la retribución reconocida a la instalación. Además, señala que *"no resulta comparable una retribución transitoria por hibernación con una retribución a cuenta de un reconocimiento definitivo de inclusión en el régimen retributivo de una planta de regasificación".*

- No se garantiza que el objeto principal de los servicios logísticos no vaya a ser, en realidad, el acceso al sistema gasista. En relación con ello, el mecanismo de revisión de la resolución sería insuficiente, puesto que la consecuencia de su eventual incumplimiento no puede ser únicamente una potencial revisión de la resolución.

- El trámite de audiencia no ha sido debidamente conferido, al haberse omitido elementos relevantes del expediente administrativo.

4.2. Valoración de los comentarios recibidos

Sobre los comentarios realizados por ENAGÁS, cabe señalar:

- Según se desprende de la información aportada, existiría un mayor interés de los usuarios potenciales en adquirir el producto planta completo del que se puso de manifiesto en la información facilitada con anterioridad, asumiendo ellos mismos la aportación del GNL requerido para los servicios prestados en régimen regulado, ya que esto evitaría las interferencias entre las descargas de buques destinados a uno u otro fin, resultando ser de este modo un producto más atractivo.

  A la vista de las alegaciones recibidas, se estima oportuno especificar con detalle en la resolución que podrán ser los mismos usuarios que contraten la prestación de servicios logísticos en la planta de El Musel quienes se comprometan a la aportación del gas requerido para la emisión del *boil-off* y la carga de cisternas de GNL, sujeto al establecimiento por parte de ENAGÁS de medidas para garantizar el cumplimiento de dicho compromiso, sin perjuicio de que, si fuera necesario, puedan ofertarse slots de descarga de buques en régimen de acceso regulado.

- En relación con el criterio de priorización en la asignación de capacidad basado en la maximización de ingresos obtenidos por la contratación de servicios logísticos, se considera apropiado añadir este criterio, de carácter económico, a los dos criterios ya establecidos con anterioridad en la propuesta de resolución, esto es, la mayor contratación posible (criterio de cantidad) y durante el mayor plazo (criterio de tiempo).

- Se toman en consideración las precisiones en relación con la metodología retributiva, con las siguientes puntualizaciones:

  ✓ Se considera que la auditoría de costes de suministro eléctrico debe comunicarse por medio del Sistema de Información Regulatoria de Costes, que desarrolla la Circular 1/2015, de 22 de julio, aportando el detalle necesario y suficiente que justifique la asignación de electricidad consumida por cada tipología de instalación y servicio prestado.

  Además, vista la posibilidad de hacer una asignación de costes más precisa, se considera que el régimen económico singular y de carácter

temporal ($RISL_a^e$) ha de retribuir exclusivamente los costes por el suministro eléctrico necesarios para la prestación de los servicios de acceso regulados, es decir, para la gestión del *boil-off* y la carga de cisternas.

- ✓ Sobre los importes pagados por la Autoridad Portuaria de Gijón (APG) a ENAGÁS por la subestación eléctrica, que permite la conexión con la red distribución de Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, y vista la nueva información complementaria aportada en el trámite de alegaciones, podría interpretarse como un menor coste incurrido, en vez de ser una instalación financiada parcialmente por terceros[4]. No obstante, dicho aspecto no afecta sustancialmente a la decisión sobre la metodología aplicable, si bien influirá en el valor de la inversión reconocido final que se determine en el momento oportuno, de acuerdo con el artículo 25 de la Circular 9/2019, cuando se tenga toda la información auditada y contrastada. En dicho momento se deberá esclarecer y resolver la diferencia interpretativa planteada.

- En relación con los análisis de sostenibilidad económica del sistema gasista, ENAGÁS cree que habría que realizarlo sin considerar costes variables de electricidad y odorizante porque se produce una traslación de ellos entre plantas y, por tanto, un impacto neutro. Al respecto, en contra de lo indicado por ENAGAS, se considera más realista el análisis tal y como ya se ha realizado.

Sobre los comentarios realizados por REGANOSA, cabe señalar:

- Respecto al plazo cuestionado que no ha sido justificado por el sujeto, para la incorporación de equipos que reduzcan el *boil-off*, en la documentación facilitada por ENAGÁS en el marco de este expediente, la transportista estima un plazo de 24 meses desde la fecha de puesta en marcha de la planta. Esto supondría su entrada en funcionamiento a lo largo del año 2025 y, por tanto, dentro del actual periodo regulatorio (que termina el 31 de diciembre de 2026). En cualquier caso, si los equipos no llegaran a estar en funcionamiento en esta fecha, la propia resolución de la CNMC, en su apartado cuarto, contempla la obligación de esta Comisión de establecer,

[4] A efectos estimatorios del impacto económico que pudiera producirse si se asumiera como un menor coste incurrido, el Valor de Inversión de la Planta reconocido se incrementaría en 4,3 millones y la retribución asumida por el sistema gasista español por el régimen económico singular y de carácter temporal ($RISL_a^e$) se incrementaría en 137.176 € el primer año de gas teórico y 133.161€ el tercer año de gas teórico. Por su parte, la retribución teórica a soportar por los servicios logísticos con acceso fuera del sistema se incrementaría en 184.449 € y 179.050 € respectivamente para esos mismos años.

mediante resolución, las condiciones de acceso y retribución de la planta a partir de la finalización del actual periodo retributivo.

- Sobre la posible reducción de la capacidad contratable en otras plantas por la puesta en marcha de El Musel, la realidad es que, desde abril de 2020, con la entrada en funcionamiento del tanque virtual de almacenamiento de GNL (TVB), se lleva a cabo una gestión conjunta de la capacidad de regasificación de todas las plantas del sistema gasista, así como de toda la capacidad de almacenamiento de GNL. De esta forma, desde abril de 2020 ya no se contrata capacidad de regasificación por planta, sino regasificación del sistema gasista. Es el GTS quién, de acuerdo con las necesidades del sistema en cada momento, determina la emisión de cada planta de regasificación. Así, la puesta en marcha de El Musel no supondrá la reducción de la capacidad de regasificación contratable del sistema, sino una gestión por parte del GTS de la regasificación de las plantas diferente.

  Adicionalmente, hay que insistir en que un mayor o menor funcionamiento de una planta de regasificación concreta no afecta a su retribución. Este cambio se introdujo en la normativa sobre retribución precisamente para hacer posible la gestión del TVB. Así, desde abril de 2020, ya no existe un término retributivo por operación y mantenimiento que permita una mayor retribución a aquellas plantas que regasifican más, sino que la operación y mantenimiento se retribuye según sus costes auditados. En consecuencia, a efectos económicos, a las plantas les resulta indiferente regasificar más o menos GNL.

- En cuanto a la situación de la congestión en la zona noroeste, debe señalarse que esta alegación excede del objeto de este procedimiento, en la medida en la que no afecta al régimen económico singular y de carácter temporal. En todo caso, es preciso señalar que los procedimientos operativos vigentes se aplican por igual a todas las plantas de regasificación, incluida la de El Musel.

- En cuanto a las alegaciones relativas a la oferta de la capacidad de carga de cisternas de GNL de El Musel, el apartado 5.1.2 de la presente memoria justifica esta conveniencia.

  En relación con la apreciación de que el régimen establecido para la gestión del *boil-off* de El Musel puede provocar ineficiencia en la gestión del *boil-off* de Mugardos, ya que *"puede llevar a la planta de Mugardos a situaciones recurrentes de parada"*, debe señalarse que esta alegación excede del objeto de este procedimiento, en la medida que no afecta al régimen

económico singular y de carácter temporal. En todo caso, la normativa actual diseñada por esta Comisión (Circular 8/2019 artículo 21.2) ya establece medidas para facilitar el funcionamiento de todas las plantas por encima del mínimo técnico, evitando así problemas con la gestión del *boil-off*.

- REGANOSA considera insuficiente el análisis de sostenibilidad e impacto económico de la planta de El Musel en el sistema gasista en vista de su eventual futura inclusión definitiva en el régimen retributivo. Al respecto, debe señalarse que la construcción de una planta de regasificación requiere la inclusión en la Planificación que debe aprobar el Gobierno[5]. En la Planificación se realiza ya, entre otras cuestiones, un análisis, no solo de la necesidad de las instalaciones incluidas en ella para el sistema gasista, sino también de las inversiones y de los costes de tales infraestructuras planificadas[6]. Solo si una planta está incluida en la Planificación podrá obtener la autorización administrativa y de construcción[7].

  Por tanto, el pronunciamiento de la CNMC no tiene por objeto determinar la necesidad de construir la instalación para el sistema gasista, ni sus características técnicas, u otros aspectos, como su ubicación, cuestiones que son objeto de la Planificación y de la autorización administrativa. Dicho análisis completo del impacto de la construcción de la planta en el sistema español, como se viene diciendo, ya se ha efectuado en hitos previos, por las autoridades competentes para ello, culminando con la construcción.

  Lo anterior determina que el análisis objeto de esta resolución deba ser más limitado que el sostenido por la interesada referente a la necesidad de construcción de la planta para satisfacer las necesidades del sistema gasista español en atención a su eventual inclusión futura al sistema regulado. El análisis que en este momento debe efectuarse ha de centrarse en la retribución de los dos modos de acceso posibles para esta planta ya

[5] La planta de "El Musel" se incluyó en la "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte" aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 30 de mayo de 2008 con la Categoría A (Proyecto aprobado sin ningún tipo de condicionante) con fecha prevista de puesta en servicio en 2011.

[6] En particular, en el caso de la planificación 2008-2016, p. 446 y ss. ("4.4. Análisis de inversiones y costes de las infraestructuras gasistas planificadas"):

https://energia.gob.es/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2008-2016/DocTransportes/planificacion2008_2016.pdf .

[7] Según el 75.3 del Real Decreto 1434/2002, es condición necesaria el haber estado planificada para que una instalación de la red básica pueda obtener la autorización administrativa previa de construcción*: "Las nuevas instalaciones comprendidas en la red básica de gas natural para las cuales se solicite autorización administrativa estarán incluidas en la planificación gasista. Excepcionalmente, se podrán incorporar nuevas instalaciones cuando, habiéndose presentado como un hecho imprevisto, sea aconsejable y se cumplan los criterios de planificación establecidos".*

construida y pendiente de entrar en funcionamiento: el acceso negociado para la prestación de servicios logísticos de GNL y el regulado para los servicios que, en todo caso con carácter no principal, podrá prestar la planta.

Por otra parte, y en relación con las propuestas de cuestiones adicionales indicadas por REGANOSA, cabe señalar:

- ✓ En cuanto al impacto en peajes al poner en el mercado una oferta de servicios no regulados que ya prestan otras plantas, debe señalarse que los servicios logísticos de GNL de El Musel se centrarán en el producto planta y servicios DAC, que son servicios agregados de almacenamiento, carga y descarga que la Circular 8/2019 de la CNMC contempla en sus artículos 9, apartados 2.e) y 7, y 31, que no han sido desarrollados hasta el momento. Por otro lado, el análisis preliminar y estimativo del impacto de El Musel en los peajes está considerado en el apartado 5.2.2 de esta memoria.

- ✓ La demanda de los consumidores no pertenece a ninguna instalación, o titular de instalación, sino que éstos ponen sus instalaciones a disposición de los usuarios/consumidores para que puedan vehicular el gas que satisface su demanda.

- ✓ La retribución de las otras plantas no se ve afectada con independencia de su rango de funcionamiento, y no se genera un coste incremental de los peajes, de acuerdo con el análisis del apartado 5.2.2, sino que el coste acabará bajando al irse amortizando la inversión y reduciendo la retribución financiera asociada.

- ✓ En lo que respecta al posible incremento de costes de operación y mantenimiento de otras plantas por operar en rangos de funcionamiento menos eficientes, debe señalarse que en los 20 años de aplicación de los modelos retributivos desarrollados al amparo de la Ley 34/1998, ha habido momentos en los que ciertas plantas han operado en rangos de funcionamiento menos eficientes. De hecho, de acuerdo con dichos modelos retributivos, si se evidenciara un aumento de costes reales en un período, éstos serían reflejados en los valores unitarios para el siguiente período a fin de determinar la retribución de los costes de O&M de regasificación. Por ejemplo, en las sucesivas revisiones durante el periodo 2002-2020, tuvo lugar una reducción de los valores unitarios de O&M, al observarse una reducción de costes.

- Adicionalmente, señala la interesada que no se sabe si los servicios logísticos de GNL no regulados recaudarán ingresos, y si se cumpliría con la obligación de que los ingresos obtenidos mediante los peajes sean iguales o superiores a la retribución reconocida a la instalación. Al respecto procede remitirse al apartado 5.3.2 de esta Memoria, sobre el análisis de los principios que ha de respetar el régimen retributivo singular del art 60.7.

  Junto a ello, debe recordarse que la resolución aclara, fuera de toda duda razonable, que el exceso sobre la retribución teórica que se obtenga por la prestación de los servicios logísticos de GNL se imputará como retribución por amortización adicional y "*si los ingresos obtenidos por la prestación de servicios logísticos fueran inferiores a la retribución que hubieran cobrado en concepto de operación y mantenimiento y retribución financiera, el sistema no se hará cargo de la diferencia, debiendo el titular soportar tal diferencia*".

  A ello debe añadirse que el análisis de suficiencia de los ingresos de la planta de El Musel para cubrir sus costes de la parte regulada se ha realizado en el conjunto del sistema gasista. Y ello porque hay servicios que son ofertados/gestionados de manera conjunta (servicios de almacenamiento y regasificación) y sus costes son computados en el conjunto de instalaciones para determinar los peajes.

  Por otro lado, la retribución transitoria por hibernación y la retribución a cuenta por régimen económico singular sí pueden ser comparadas en términos monetarios (el importe en euros), ya que se realizan a cargo de los peajes del sistema gasista aportados por los consumidores.

  Mantener la retribución transitoria por hibernación es más costoso para el sistema que la aplicación de un régimen económico singular, porque solo se paga la retribución financiera sin amortizar la inversión realizada, impidiendo que los pagos de retribución financiera vayan minorándose con el paso del tiempo. Por tanto, al establecer el régimen económico singular se mejora la situación actual del sistema gasista al iniciarse el pago de la inversión realizada y posibilitaría el uso de la instalación si fuese necesario.

- La interesada señala que no está garantizado que el objeto principal de los servicios no vaya a ser, en realidad, el acceso al sistema gasista. En esa línea, la interesada considera insuficiente el sistema de supervisión previsto en la propuesta. Al respecto procede remitirse de nuevo al apartado 5.3.2, el cual se refiere a los principios que ha de respetar el régimen retributivo singular del artículo 60.7, entre los cuales figura el relativo a que, en todo caso, los servicios logísticos de GNL constituyan el objeto principal del

régimen económico singular de carácter temporal. Ello conecta con las previsiones de supervisión por parte de esta Comisión, sin descartarse la exigencia de responsabilidades que pudieran proceder en caso de incumplimiento. Esto asegura suficientemente el respeto al artículo 60.7, y en particular la previsión de que los servicios logísticos de GNL constituyan el objeto principal del presente régimen económico singular de carácter temporal. En cualquier caso, para reforzar más lo relativo a la supervisión, y en línea con lo alegado por la interesada, se ha incorporado la posible terminación anticipada del presente régimen económico, es decir, con anterioridad a la fecha establecida de finalización al término del presente período regulatorio (31 de diciembre de 2026), si se diesen las circunstancias para ello, lo cual habrá de valorarse, en particular, en los términos del citado artículo 60.7 de la Ley 18/2014 y de la resolución de autorización del presente régimen singular.

- En relación con la alegación relativa a la omisión de elementos relevantes del expediente en el trámite de audiencia, debe señalarse que la información no trasladada tiene carácter confidencial, de conformidad con lo previsto en el artículo 28 de la Ley 3/2013, de 3 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. En todo caso, REGANOSA, cuya personación se ha admitido en el presente procedimiento, ha tenido acceso al resto del expediente administrativo, incluida la parte no confidencial de la memoria y de la propuesta de resolución. Su derecho de defensa como tercero interesado, por lo tanto, ha quedado suficientemente garantizado, sin que sea preciso acceder a la información confidencial aportada por ENAGÁS.

5. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

5.1. Sobre el régimen de acceso

5.1.1. Propuesta del transportista

En la propuesta elevada a la CNMC, ENAGAS plantea cuatro tipos de servicio que se generarían en las instalaciones para las que solicita el régimen económico singular y de carácter temporal, que sería de aplicación, en principio, hasta la finalización del actual periodo regulatorio, pudiendo entonces ser revisado o prorrogado por la CNMC para el siguiente periodo regulatorio.

Primero: Servicios fuera del ámbito del acceso regulado.

En su solicitud, ENAGÁS indica que el cometido principal de la planta de El Musel será la prestación de servicios logísticos de GNL fuera del sistema de acceso regulado, en los términos del artículo 60.7 de la Ley 18/2014. De este modo, la oferta de la capacidad de la planta de El Musel se articularía fundamentalmente alrededor de un servicio agregado, denominado por ENAGÁS **servicio DAC**, distinguiendo entre dos tipos de servicios.

En primer lugar, estaría el servicio que se ofertaría temporalmente mediante el producto *"planta"*, que asignaría la totalidad de la capacidad de la planta de El Musel por periodos anuales completos (subastas a diez años), preferentemente a un único usuario, incluyendo (i) el derecho a la descarga de buques en las cantidades y condiciones estipuladas, (ii) el almacenamiento de GNL durante el periodo contratado, por tramos anuales, y (iii) la carga de GNL de planta a buque.

En segundo lugar, estaría el servicio que se ofertaría temporalmente mediante el producto denominado *"de duración determinada"*, que sería similar al anterior, pero no implicaría la contratación por un único usuario de la totalidad de la capacidad de la planta y podría ser asignado mediante productos de diferente duración.

Asimismo, se podrían ofertar los servicios individuales de descarga de buques, almacenamiento de GNL y carga de buques desde la planta, así como los servicios de puesta en frío y carga de GNL a buque para *bunkering*.

La adjudicación de los productos tendría lugar mediante negociación y daría lugar al pago por la totalidad de las capacidades contratadas durante el periodo asignado.

Segundo: Servicio de regasificación provocado por el gas de *boil-off*.

El transportista apunta que, a la hora de establecer el modelo de acceso, debe tenerse en cuenta un elemento adicional que llevaría a condicionar el tipo de acceso, y que requeriría un acceso regulado.

Según apunta ENAGÁS, la operación de la planta, debido a la evaporación continua de GNL, genera gas de *boil-off* (en adelante BOG) cuya acumulación progresiva en los tanques de GNL requiere una solución técnica, ya que un volumen excesivo de este podría aumentar la presión interna de los tanques y comprometer la integridad estructural de los mismos. ENAGAS plantea dos opciones para gestionar este problema. Una de ellas sería la de liberar el BOG a la atmósfera, ya sea evacuándolo directamente o quemándolo en la antorcha. La otra sería permitir su inyección en la red de transporte.

La primera de ellas generaría una serie de costes medioambientales. La segunda, inyectar gas en el sistema, no genera costes medioambientales, pero sí generaría costes al sistema gasista nacional e implicaría entrar en el ámbito de un servicio regulado, lo que genera una serie de costes que la actual regulación liquida mediante la facturación de los correspondientes peajes. En un contexto de demanda no creciente, esta opción supondría sustituir la regasificación de otras plantas por la regasificación de la planta de El Musel, en la cuantía necesaria para realizar la gestión técnica del BOG.

ENAGÁS propone, como única opción factible para una gestión responsable del BOG, la segunda alternativa, esto es, su emisión a la red de transporte, con vistas a dar cumplimiento a las obligaciones medioambientales establecidas en la autorización administrativa, que como ya se ha indicado anteriormente, exige al operador de la planta dotarla de los sistemas necesarios para minimizar emisiones a la atmósfera.

De este modo, y aunque los servicios ofertados por la planta de El Musel no tengan como objetivo principal el acceso al sistema gasista español, para lograr una gestión medioambientalmente sostenible, sería necesario ofertar el acceso a la mínima capacidad de regasificación de la planta necesaria para dar cabida a la gestión del BOG, si bien ENAGÁS indica que hará sus mejores esfuerzos para minimizar el BOG generado. Para ello, ENAGÁS contempla reducir este progresivamente, con la incorporación de nuevos equipos en un plazo inicialmente previsto entre 3 y 24 meses, en particular, de un intercambiador de calor y de compresores de exportación a red. No obstante, y aun cuando se instalaran todos estos equipos previstos, aun seguiría siendo necesario inyectar una pequeña cantidad de gas (entre 4 y 8 GWh/d) al sistema.

Tercero: Servicio de carga de cisternas.

En el proyecto diseñado por ENAGÁS, y sometido a la aplicación del régimen económico singular y temporal elevado a esta Comisión consta otro servicio más, que consiste en la oferta del servicio de carga de cisternas dentro del régimen de acceso regulado. ENAGAS justifica este servicio adicional en que estaría destinado a cubrir una necesidad existente en la cornisa cantábrica en la actualidad, permitiría aliviar la saturación de este servicio en alguna de las plantas de regasificación del sistema, mejoraría la eficiencia del suministro de GNL en la región (por la optimización de las distancias recorridas por los camiones cisterna) y contribuiría a dar cabida al incremento de demanda previsto de este tipo de suministro (fundamentalmente para su uso en transporte marítimo y terrestre). Al ser un servicio destinado a la demanda nacional, propone que se oferte dentro del régimen de acceso regulado.

Cuarto: Servicio almacenamiento de GNL para garantizar existencias mínimas en el TVB.

Por último, ENAGAS señala que, para la prestación de ambos servicios, regasificación (emisión de BOG) y carga de cisternas de GNL, se requeriría, necesariamente, la utilización de parte de la capacidad de almacenamiento de GNL de la planta, de modo que esta capacidad también tendría la consideración de servicio prestado en régimen de acceso regulado, integrándose en el Tanque Virtual de Balance (en adelante, TVB). Los valores de la capacidad de almacenamiento destinada al TVB se ajustarían a las necesidades de carga de cisternas y emisión de BOG, a medida que esta última evolucione.

De acuerdo con lo anterior, puesto que la prestación de estos tres últimos servicios tendría lugar en régimen de acceso regulado, serían asignados conforme a 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 8/2019).

Mecanismos para garantizar existencias en TVB en la planta de El Musel (TVB-Musel).

Dado que son necesarias existencias de GNL en la planta de El Musel para la gestión del BOG y la atención del servicio de carga de cisternas, el transportista señala la necesidad de diseñar mecanismos para asegurar el mantenimiento de dichas existencias en todo momento. ENAGÁS propone varias opciones, entre las que se encuentra que el contratante de los servicios logísticos se ocupe de descargar gas con esta finalidad, y apunta, como mecanismo de último recurso, la posibilidad de solicitar al GTS la declaración de una Situación de Operación Excepcional en la planta de El Musel, con el fin de desviar un cargamento de GNL hasta esta planta cuando las existencias no fuesen suficientes, con la conformidad de los usuarios implicados.

5.1.2. Valoración de la propuesta

Valoración de la prestación de los servicios logísticos de GNL

El artículo 60.7 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, dispone que el establecimiento del régimen económico singular y de carácter temporal se determinará sobre un modelo de acceso basado en la prestación de servicios logísticos de GNL, que deberán ser proporcionados bajo contratos a largo plazo y cuyo objeto principal no será el acceso al sistema gasista español para el suministro de la demanda nacional.

En este sentido, la propuesta de ENAGÁS, que se vertebra en torno a un servicio principal DAC (servicio agregado de Descarga, Almacenamiento, Carga), ofertado mediante diferentes productos de largo plazo, como muestran las previsiones de utilización de la terminal remitidas por el transportista, se sitúa en línea con lo establecido en el artículo previamente mencionado, ya que el objeto principal de la misma consiste en la prestación de servicios logísticos de GNL. El transportista deberá enviar a la CNMC los contratos de prestación de dichos servicios logísticos a largo plazo firmados con los usuarios de la planta, dado que la autorización solicitada a esta Comisión estará condicionada a la existencia de dichos contratos.

A este servicio, cuya prestación se autoriza en la resolución con carácter temporal y solo mientras se presten dichos servicios logísticos a largo plazo, se le añade una oferta de servicios logísticos a más corto plazo y servicios individuales, al objeto de maximizar la asignación de la capacidad disponible en la planta y la recuperación de costes.

El operador de la planta podrá negociar libremente, con los potenciales usuarios del servicio de DAC, las condiciones de acceso, así como los precios por la contratación de la capacidad, dado que pueden verse afectados por la competencia internacional, respetando los principios de objetividad y no discriminación. La priorización en la asignación de capacidad se realizará teniendo en cuenta tanto criterios de cantidad (maximización de la capacidad contratada), como criterios económicos (maximización de ingresos obtenidos) y criterios temporales (maximización del plazo de contratación). De esta manera, el transportista podrá desarrollar los procedimientos que considere oportunos para llevar a cabo la asignación a largo plazo y la determinación de los precios finales de la capacidad, mecanismos de uso o pérdida de capacidad y medidas para garantizar el pago de la capacidad.

La CNMC deberá supervisar el cumplimiento de los requisitos de contratación a largo plazo de los servicios logísticos, así como de otras condiciones establecidas en el régimen de acceso temporal que establece la resolución. Así, el operador de la planta mantendrá informada a la CNMC periódicamente sobre las condiciones de acceso, los precios establecidos, el desarrollo y resultado de los procedimientos de asignación de la capacidad y su utilización, para dar cumplimiento a los principios de objetividad y no discriminación establecidos en el citado artículo 60.7.

En cualquier caso, la CNMC solicitará al operador de la planta de El Musel la información que considere necesaria en cualquier momento, al objeto de asegurar, como ya se ha indicado, el cumplimiento de las condiciones establecidas en la resolución de la CNMC y en el artículo 60.7 de la Ley 18/2014,

así como para llevar a cabo sus funciones de supervisión del correcto funcionamiento del mercado gasista.

Valoración de las necesidades de gestión del BOG

Por otro lado, si bien el objeto principal de la planta es la prestación de servicios logísticos de GNL no regulados, existen ciertos elementos técnicos que requieren de una adecuada gestión medioambiental, así como otros posibles elementos de oportunidad como podría ser una mayor oferta de servicios de carga de cisternas en la zona norte de la península.

La operación de la planta da lugar a la generación de BOG, que se produce por la evaporación de parte del GNL contenido en los tanques de almacenamiento que se encuentra a una temperatura inferior a -160 ºC, debido principalmente al intercambio de calor con el entorno a través de las paredes de estos a pesar del aislamiento que las recubre. Esto provoca un incremento de la presión en los tanques, que debe ser gestionada para no poner en riesgo su integridad, para lo cual existen, fundamentalmente, tres opciones: ventear el gas natural directamente a la atmósfera, quemarlo en antorcha antes de emitirlo a la atmósfera o inyectarlo a la red gasista.

Esta última opción, es decir la inyección del BOG a la red gasista, se considera la más apropiada, para permitir que el operador de la planta cumpla con las obligaciones medioambientales que le impone la autorización administrativa de la misma. Por lo tanto, emitir el gas a la red de transporte en lugar de emitirlo a la atmósfera directamente o después de su combustión, de las tres opciones posibles, parece la más adecuada y consistente con los principios medioambientales y las condiciones regulatorias establecidas para el funcionamiento de la planta.

Lo anterior supone, físicamente, su inyección a la red de transporte de gas natural, considerándose el gas, a partir de ese momento, ubicado en el Punto Virtual de Balance del sistema gasista (en adelante, PVB). Es decir, que el gas (BOG) introducido diariamente en el PVB deberá ser propiedad de algún o algunos agentes que cuenten con los correspondientes contratos marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista y de habilitación de cartera de balance, detrayéndose este diariamente de sus existencias en TVB y sumándose a sus existencias en PVB, para calcular su balance diario conforme a lo estipulado en la normativa al efecto aplicable a cualquier usuario de las infraestructuras del sistema gasista.

En cualquier caso, no debe olvidarse que desde abril de 2020 la regasificación de las plantas de GNL españolas es un servicio que se presta de forma

deslocalizada y la cantidad a regasificar por cada planta es una decisión que ha de tomar el GTS en función de las necesidades del sistema gasista para una operación eficiente del mismo, tanto desde el punto de vista de su sostenibilidad económico-financiera, como desde el punto de vista medioambiental. Es por eso que la Circular 9/2019, sobre retribución de la actividad de transporte y las plantas de gas de GNL, establece una retribución por otros costes O&M auditados y admitidos que no fueron incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M (electricidad, odorante, incremento tasas ocupación terreno portuario…) para estas instalaciones, para evitar afecciones económicas por su mayor o menor funcionamiento, dado que no es una decisión del transportista.

La prestación del servicio de regasificación sólo por la cantidad necesaria para vehicular el BOG generado es consecuente con el artículo 60.7, el cual permite establecer un régimen económico singular y de carácter temporal para la prestación de servicios logísticos de GNL cuyo objeto principal no sea el acceso al sistema gasista español para suministro de la demanda nacional, pero sin excluir que dicho acceso regulado para suministro de la demanda nacional pueda tener lugar con carácter no principal.

En consecuencia, la capacidad mínima imprescindible necesaria para la evacuación del BOG generado en la planta deberá ser considerada como la prestación de un servicio de regasificación, que al inyectar el gas natural en el Punto Virtual de Balance de la red de transporte del sistema gasista español, de forma indiferenciada con el resto de entradas al mismo, deberá tener la consideración de servicio prestado en régimen de acceso regulado, conforme a lo establecido en la Circular 8/2019 y en el artículo 60.7 de la Ley 18/2014. La capacidad de regasificación a ofertar como servicio regulado se actualizará (disminuirá) a medida que se incorporen a la planta los equipos que permitan la reducción de dicha emisión. El resto de la capacidad de regasificación no ofertada quedaría, de facto, a disposición del sistema como mecanismo de seguridad, al estar la planta plenamente operativa y no poder ser utilizada como servicio logístico fuera del régimen de acceso regulado.

Valoración de la prestación del servicio de carga de cisternas de GNL

En lo que respecta a las cisternas de GNL, según indicó esta Comisión en su “Informe sobre la contratación de capacidad y uso del servicio de carga de cisternas de GNL en las plantas de regasificación” (INF/DE/103/20), publicado en febrero de 2021, dicha capacidad se encuentra congestionada en algunas plantas de regasificación situadas, en particular, en la zona norte, siendo el caso más crítico el de la planta de Bilbao. La realidad del sistema gasista muestra que Mugardos mantiene capacidad ociosa de carga de cisternas, cuando Bilbao está congestionada. Ello podría indicar que hay una parte de la demanda de carga de

cisternas para la cual Mugardos, probablemente por su ubicación, no es una opción atractiva, y por tanto El Musel, por su ubicación más intermedia, podría aliviar la congestión de la planta de Bilbao.

De esta manera, la planta de El Musel podría contribuir a paliar la situación de congestión referida en el párrafo anterior, al incorporar dos cargaderos de cisternas adicionales, ya construidos. Esto coincide con una de las recomendaciones realizadas en el informe de la CNMC previamente referido, y puesto en conocimiento de la Direccion General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en la que se aconsejaba valorar la posibilidad de poner en marcha nuevas infraestructuras de carga de cisternas, cuya competencia corresponde al Gobierno y a la Administración General del Estado. En el caso de la planta de El Musel, la puesta en marcha sería inmediata, e iría de la mano de la puesta en marcha del resto de la planta, proporcionando una solución rápida y efectiva al problema de congestión del servicio de carga de cisternas.

La situación del servicio de carga de cisternas se ha puesto de manifiesto en el Informe de supervisión del mecanismo de asignación de capacidad para el acceso a las instalaciones el sistema gasista (IS/DE/002/22, aprobado por la CNMC en noviembre de 2022)[8]. Se aprecia un elevado interés comercial de los agentes por la capacidad de carga de cisternas en determinadas plantas, en particular en las de Barcelona, Bilbao y Sagunto, en las que la ratio de capacidad asignada/capacidad ofertada alcanzó unos valores del 92%, 91% y 86% respectivamente, registrándose primas de asignación en una gran parte de las subastas celebradas. De igual forma se contrata capacidad en todas las plantas hasta el año seis y en Bilbao se contrata para el año 15. Además, se alcanzaron primas en las subastas de capacidad en la mayoría de las plantas.

En consecuencia, no hay razones que aconsejen que la totalidad de la capacidad de carga de cisternas disponible en la planta de El Musel no sea ofertada en régimen de acceso regulado, y puesta al servicio del sistema gasista español, conforme a lo establecido en la Circular 8/2019.

A este respecto, la prestación de este servicio tendría cabida dentro del artículo 60.7 previamente referido, ya que no constituiría el objeto principal de la planta.

Valoración de la necesidad de prestación de otros servicios

[8] En algunos casos, para la asignación de capacidad de cisternas, se llegaron a alcanzar subastas con 20 rondas, debiendo concluir las mismas mediante el mecanismo de cierre previsto en la normativa vigente (asignación de la capacidad ofertada entre los participantes prorrata, según la capacidad solicitada). Las primas de asignación alcanzaron un valor máximo de 1,4270 €/kWh/d/año, valor que supone más de 8 veces el término fijo del peaje de carga de cisternas vigente, lo que pone el relieve el interés por este servicio.

De forma complementaria, para la prestación de los servicios anteriores, regasificación (emisión de BOG) y carga de cisternas de GNL, será necesario disponer de existencias de GNL y, por tanto, de cierta capacidad de almacenamiento de GNL en la planta de El Musel, si bien irá en detrimento de la capacidad de almacenamiento de GNL que la planta podrá destinar a la finalidad principal, esto es, a la prestación de servicios logísticos de GNL. Por ello, se precisaría dedicar la mayor parte de uno de los tanques de El Musel a la gestión de ambas actividades, permitiendo el almacenamiento del GNL por un periodo de tiempo suficiente que posibilite la gestión adecuada de las aportaciones de GNL destinadas a tal fin. Éstas podrían tener lugar tanto por parte del usuario de la planta de El Musel, de acuerdo con los compromisos adquiridos en la contratación de la capacidad, como de otros usuarios, en caso de que fuese necesario para garantizar la prestación de los servicios de regasificación y carga de cisternas.

Para conjugar ambos objetivos, se deberá minimizar la capacidad de almacenamiento de GNL que la planta destine a la gestión de la regasificación para recuperación del BOG y carga de cisternas, a medida que se incorporen las infraestructuras que permitan la reducción de dicha emisión y, por lo tanto, se reduzcan las necesidades de almacenamiento de GNL en el TVB. Todo ello con vistas a mantener el objetivo principal de la planta, que es la prestación de servicios logísticos de GNL no destinados a la demanda nacional, como determina el artículo 60.7.

Como consecuencia de todo lo anterior, la parte de almacenamiento de GNL y, si fuera necesario, de descarga de buques, requeridas para la correcta gestión del BOG y para la prestación del servicio de carga de cisternas será ofertada en régimen de acceso regulado, conforme a lo establecido en la Circular 8/2019 y el artículo 60.7 de la Ley 18/2014. Para ello, será necesario coordinar la operación de El Musel con el resto del sistema gasista. En este sentido, el GTS, en colaboración con el operador de la planta, podrá establecer condiciones logísticas particulares para los slots de descarga en esta planta, si ello fuese necesario. Dado que las capacidades de los servicios de regasificación, descarga de GNL para TVB y almacenamiento en TVB variarán a lo largo del tiempo, esto deberá ser tenido en cuenta en los valores de capacidad ofertada en los diferentes productos y procedimientos de asignación de capacidad.

Valoración del carácter temporal de la prestación de servicios logísticos de GNL

Habida cuenta de la situación actual del mercado gasista a nivel internacional, con un elevado grado de incertidumbre y volatilidad, esta Comisión estima que debe primar el principio de precaución, evitando comprometer el uso de la planta para la prestación de servicios logísticos de GNL a muy largo plazo, dado que la

coyuntura energética podría cambiar de forma significativa en un futuro próximo. Por otro lado, debe cumplirse con el objetivo determinado en el artículo 60.7 que obliga a la prestación de los servicios logísticos a largo plazo. En consecuencia, para dar cabida a ambos criterios se considera que la oferta de capacidad debe limitarse al horizonte temporal del actual periodo retributivo (2021-2026) de modo que, transcurrido dicho periodo, se pueda evaluar la experiencia adquirida y analizar la situación del mercado energético en ese momento, lo que aportará una información más actualizada y precisa a la hora de valorar el modelo de acceso más apropiado y beneficioso para la seguridad de suministro. Por ello, se estima apropiado limitar la validez de las condiciones establecidas en la resolución hasta la finalización del actual periodo retributivo, esto es, hasta el 31 de diciembre de 2026. No obstante, la CNMC podrá revisar las condiciones de acceso y retribución establecidas en la resolución antes de la finalización de dicho periodo retributivo, si se acometieran inversiones adicionales en la planta de regasificación de El Musel, que modificaran su régimen de funcionamiento, por ejemplo, con la instalación del compresor de *boil-off* que elimine la necesidad de regasificación. En su caso, la CNMC establecerá, mediante resolución, las condiciones sobre acceso y retribución a aplicar a partir de la finalización del periodo retributivo previamente referido.

Este plazo no debería restar atractivo al servicio logístico, toda vez que resulta habitual contratar capacidad a un año en Europa[9] (como se hace en las interconexiones europeas). De acuerdo con la práctica generalizada en el mercado gasista europeo, un contrato de capacidad de un año o superior es considerado un contrato de largo plazo. Así lo define el Reglamento (CE) 715/2009, en su artículo 2, que en la definición señala: *«servicios a largo plazo»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte que tienen una duración de un año o más*.

5.2. Sobre los precios de los servicios

5.2.1. Propuesta del transportista

En su solicitud, ENAGÁS indica que los precios para la contratación y uso de la capacidad de los servicios logísticos de GNL se determinarán como resultado de

[9] ACER Market Monitoring Report. https://extranet.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ "*Since the implementation of the EU capacity allocation mechanisms network code prescribing standardised bundled products sold through open auctions, the market trend is to book shorter-term capacity products (up to one-year ahead), with limited volumes booked for longer durations. Given the current global gas markets conditions, network users seek to pursue as much flexibility as possible, while avoiding lock-in effects"*

la negociación del acceso y asignación de la capacidad y, por lo tanto, no publicará precios de referencia para estos servicios.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

5.2.2. Valoración de la propuesta

Sobre los precios de los servicios logísticos

En primer lugar, y en consonancia con lo establecido en el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, se considera adecuado que ENAGÁS pacte libremente los precios por la contratación de capacidad y uso de los servicios logísticos de GNL.

En cualquier caso, los precios no serán inferiores a los establecidos normativamente para las demás plantas de GNL que se integran en el sistema gasista conforme a lo establecido en la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, al objeto de no menoscabar la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista, según resulta de lo dispuesto en el citado artículo 60.7.

Sobre el impacto en los peajes de los servicios con acceso regulado

En caso de los servicios con acceso regulado de El Musel, los peajes aplicados serán idénticos a los establecidos para el resto de las plantas de regasificación del sistema, al integrarse y asignarse dichos servicios dentro del mismo régimen de acceso regulado, siendo ello conforme con el artículo 60.7 de la Ley 18/2014.

Para analizar el posible impacto de la entrada en funcionamiento de la planta de El Musel sobre los peajes de los servicios con acceso regulado en el próximo año de gas (oct.-2023 a sep.-2024) es preciso tener en cuenta que, por un lado, se dejaría de retribuir a la planta en concepto de hibernación (25,7 M€/año, que actualmente se imputan al peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación) y, por otro lado, habría que incorporar la retribución por las instalaciones que prestan servicios con acceso regulado de El Musel (25,3 M€/año). De este modo, la retribución a pagar por el sistema gasista asociada a esta planta se reduciría, a nivel global, en 0,4 M€. Es decir, que el impacto por este concepto será favorable para el sistema en su conjunto, al verse reducido el importe retributivo imputado a los peajes de acceso.

Para la imputación de la retribución de El Musel por las instalaciones que prestan servicios con acceso regulado previamente referida, se contempla un escenario

en que se impute una parte de la retribución a los servicios que se prestan en las plantas de regasificación y otra parte a otros costes de regasificación.

En este escenario se prevé que algunos consumidores verían ligeramente reducidos sus costes en concepto de peajes (hasta en un 0,5% en el caso de los consumidores pertenecientes al grupo de peajes RL.2), mientras que otros los verían ligeramente incrementados (hasta en un 1,3% en el caso de los consumidores pertenecientes al grupo de peajes RL.11). Todo ello teniendo únicamente en consideración el impacto de la retribución de El Musel sobre el sistema, suponiendo que el resto de las variables permaneciesen constantes. En cualquier caso, el impacto definitivo dependerá de la actualización de los valores retributivos del sistema en su conjunto a la hora de determinar el nuevo valor de los peajes para el próximo año de gas.

Por otra parte, indicar que si esta valoración se repitiese para los siguientes años del periodo retributivo (comparando los costes de la planta hibernada con los de la planta en operación amortizando la inversión), dado que la retribución asociada a las plantas de regasificación iría cayendo, el ejercicio sería cada vez más favorable a los consumidores.

5.3. Sobre el régimen retributivo

5.3.1. Propuesta del transportista

En relación con el régimen retributivo, ENAGÁS indica en su escrito de 8 de abril de 2022 que *"la puesta en marcha de la planta de El Musel no supondría costes adicionales al sistema gasista, garantizando así el principio de sostenibilidad económica y financiera*" ya que, actualmente, en su estado de hibernación, la planta supone en torno a 25,7 Millones de euros al año.

Según dicho escrito, el régimen retributivo debería caracterizarse por:

- Tener un periodo de vigencia de *"al menos 1 año, duración mínima de los contratos de los servicios a largo plazo, según el artículo 2 del Reglamento 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, con una duración* [máxima] *entre 3 y 5 años".*

- *"La retribución se percibiría como retribución provisional a cuenta hasta que se resuelva la inclusión definitiva en el régimen retributivo de la instalación".*

- Los importes que actualmente cobra por retribución transitoria de hibernación (aprox. 25,7 millones) podrían emplearse *"para garantizar la*

operación de la instalación y evitar el riesgo de deterioro de activos" de forma que *"se destinaran, en primer lugar, a recuperar los costes de operación y mantenimiento de la planta y, en segundo lugar, en concepto de amortización de los activos*".

- Por su parte, los ingresos generados de la captación de oportunidades en el mercado *"se podrían destinar a permitir una rentabilidad razonable de los recursos financieros invertidos. Y una vez alcanzada dicha rentabilidad razonable, los ingresos adicionales obtenidos se podrían compartir entre el titular de la planta y el conjunto del Sistema gasista, siendo considerados como ingresos liquidables del Sistema".*

Posteriormente en respuesta a un requerimiento de información de la CNMC donde se indicaban, tanto las carencias observadas en relación con lo dispuesto en el artículo 19.2 de la Circular 9/2019, como la información que se debía facilitar de acuerdo a lo recogido en las Circulares 8/2019, 9/2019 y 8/2020, ENAGÁS amplió la información facilitada, dando cumplimiento a lo previsto en el artículo 19.2 de la Circular 9/2019, salvo en lo relativo a los importes finalmente invertidos (cuyas auditorías solo podrán finalizarse con posterioridad a la entrada en servicio de la instalación y, por tanto, en este caso el valor de inversión corresponde con el mejor dato disponible pendiente de actualización) y matizó lo indicado en dicho primer escrito, señalando, en relación con el modelo retributivo de carácter singular, que:

- Se iniciará el día que deje de percibir la retribución transitoria por hibernación, considerando que tal día será cuando se emita el acta de puesta en marcha de la instalación; y terminará cuando finalice el actual periodo regulatorio, *"pudiendo entonces ser revisado o prorrogado por la CNMC para el siguiente periodo regulatorio".*

- El valor de inversión a reconocer por la planta se determina como el promedio de los costes de inversión a incurrir para poner en operación la planta[10], y el resultante de aplicar las fórmulas y los valores unitarios de inversión establecidos por la Orden IET/2812/2012. **[INICIO CONFIDENCIAL]**

  [FIN CONFIDENCIAL]

- Además, se determinará una retribución financiera por el gas talón necesario para la operación de los tanques de GNL conforme a la Circular 9/2019.

[10] **[CONFIDENCIAL]**

- Por último, la retribución por las inversiones posteriores a la puesta en servicio de la planta **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** se determinará conforme a la Circular 9/2019, como cualquier otra planta.

De acuerdo con la información facilitada, la **Tabla 1** recoge el detalle de la retribución teórica que se asignaría a cada tipo de uso de la planta tanto para cada uno de los primeros 5 años gas teóricos, como la retribución promedio de los 10 primeros.

Tabla 1. Detalle de la retribución solicitada por ENAGAS y asignada a cada tipo de uso en los primeros 5 años de gas teóricos y el promedio de los 10 primeros años de retribución.

[CONFIDENCIAL]

Por consiguiente, ENAGAS estaría solicitando una retribución por "Servicios ATR Regulado" y "Servicio Disponibilidad back-up" que se sitúa en 38,0 M€ en el Año 1 y disminuye progresivamente hasta situarse en 32,6 M€ en el Año 5. En el promedio de 10 años la retribución regulada solicita sería de 32,7 M€.

5.3.2. Valoración de la propuesta

La planta de El Musel desde el inicio de su hibernación ha supuesto en un coste medio anual para del sistema gasista español de 25,7 millones de euros al año, al tener reconocido el derecho a una retribución por los conceptos de retribución financiera transitoria, por un lado, y costes de operación y mantenimiento para estar preparada para iniciar su puesta en servicio en caso necesario, por otro. Todo ello sin generar ningún tipo de ingreso al estar hibernada. En el Cuadro siguiente se recogen los importes reconocidos por Retribución Transitoria Financiera Provisional y costes de operación y mantenimiento reconocidos:

Tabla 2. Retribuciones reconocidas a la Planta de El Musel desde su hibernación

Año Natural	Retribución Transitoria Financiera Provisional	Retribución O&M	Total
2012	190.763,61	0,00	**190.763,61**
2013	34.909.735,82	5.205.681,00	**40.115.416,82**
2014	27.281.308,14	5.014.973,00	**32.296.281,14**
2015	19.440.979,78	4.164.544,80	**23.605.524,58**
2016	19.440.979,78	4.164.544,80	**23.605.524,58**
2017	19.440.979,78	4.164.544,80	**23.605.524,58**
2018	19.440.979,78	4.164.544,80	**23.605.524,58**
2019	19.440.979,78	4.164.544,80	**23.605.524,58**
2020	19.440.979,78	4.164.544,80	**23.605.524,58**
Año Gas			
2021 (1-ene a 30-sept)	15.540.645,31	3.114.851,32	**18.655.496,63**
2022	20.777.785,85	4.164.544,80	**24.942.330,65**
2023	20.777.785,85	4.164.544,80	**24.942.330,65**
Total	**236.123.903,26**	**46.651.863,72**	**282.775.766,98**

Fuente: Órdenes Ministeriales y Resoluciones de la DGPEyM y la CNMC.

En relación con las cifras anteriores, hay que señalar que, según el apartado cuarto del resuelve de la Resolución de 31 de julio de 2014 de la DGPEM, la retribución transitoria financiera tendrá carácter provisional hasta el reconocimiento definitivo de la instalación en el régimen retributivo del sistema gasista, y será considerado como ingreso a cuenta de la retribución definitiva. Por su parte, la retribución por O&M tendrá carácter provisional hasta disponer de los valores definitivos una vez conocidas las correspondientes auditorías, abonándose o cargándose a la compañía los saldos que se produzcan. De hecho, solo los importes de 2012, 2013 y 2014 se consideran definitivos.

Adicionalmente, el citado desembolso de, aproximadamente, 283[11] millones de € de retribución entre el 30 de diciembre de 2012 y el 30 de septiembre de 2023, por los conceptos anteriormente señalados, no ha supuesto ninguna amortización de la planta; y, por tanto, de acuerdo con las Leyes 34/1998 y 18/2014 así como con las Circulares 9/2019 y 8/20220, el sistema gasista tendría pendiente de retribuir toda la inversión realizada hasta el momento (aproximadamente 387 millones de €) que no ha sido amortizada aún, así como el compromiso de mantener mientras dure la hibernación la retribución financiera correspondiente y los costes de operación y mantenimiento antes señalados.

En definitiva, mantener la retribución transitoria por hibernación es más costoso para el sistema que la aplicación de este régimen económico singular, porque solo se paga la retribución financiera sin amortizar la inversión realizada, impidiendo que los pagos de retribución financiera vayan minorándose con el paso del tiempo. Por tanto, al establecerse el régimen económico singular se mejora la situación actual, porque se inicia el pago de la inversión realizada y se posibilita el uso de la instalación.

Sobre los principios que ha de respetar el régimen retributivo singular

En relación con la propuesta de ENAGÁS, en primer lugar es necesario recordar que, según el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, los servicios logísticos de GNL con un régimen de acceso diferenciado de acceso de terceros regulado del sistema gasista español cuyas *"condiciones de acceso a las instalaciones y los peajes y cánones para la prestación de estos servicios puedan pactarse libremente entre las partes implicadas, sujetas a los principios de objetividad y no discriminación"* deben asegurar que, en cualquier caso, se respeta *"el principio de sostenibilidad económica y financiera en el sistema gasista por lo que los ingresos obtenidos mediante los peajes y cánones deberán ser iguales o superiores a la retribución*

[11] Aproximadamente 236 millones de € como retribución financiera transitoria y 47 millones como retribución de O&M.

reconocida a la instalación. En caso de acceso al sistema gasista español para suministro de la demanda nacional, el peaje aplicado no será inferior al establecido para el resto de plantas de regasificación del sistema".

Los servicios logísticos de GNL con régimen de acceso diferenciado son una actividad a riesgo donde se desconoce tanto el grado de utilización de las instalaciones como el grado de aceptación que tendrán en el mercado los servicios ofertados cuando se determina el peaje a cobrar. Este desconocimiento es mayor cuantos menos años de operación tenga la instalación. Dicha dificultad, se incrementa notablemente al establecer ex-ante reglas adicionales a la regla de aplicación de peajes de valor igual o superior a los regulados. Por tanto, el aseguramiento del respeto al principio de sostenibilidad del sistema debe realizarse mediante una supervisión ex-post de los servicios comercializados, lo que podrá dar lugar a la revisión o terminación anticipada del presente régimen económico, sin perjuicio de las responsabilidades derivadas de posibles incumplimientos.

Por su parte, en lo que respecta a los servicios con acceso regulado soportados por el sistema gasista español, la resolución ha de respetar el principio de sostenibilidad económica y financiera previsto por el artículo 59.1 de la Ley 18/2014, donde se indica que ha de entenderse como *"la capacidad del sistema para satisfacer la totalidad de los costes"*. Este principio se aclara en el apartado 5 del mismo artículo cuando indica que *"los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema gasista"* y añade que *"toda medida normativa en relación con el sistema gasista que suponga un incremento de costes para el sistema o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema".* Es decir, si la retribución asociada a las instalaciones que prestan servicios regulados fuese superior a la actual retribución transitoria de hibernación habría que minorar la retribución de otra partida retributiva o incrementar la recaudación por peajes regulados, bien por incremento de actividad (aspecto no gestionable) bien por incremento del valor de peajes (en realidad, considerando el incremento de retribución correspondiente a la hora de determinarlos mediante la Circular 6/2020, de 22 de julio).

Asimismo, hay que tener en cuenta que el articulo 60.7 indica que, bajo el régimen económico singular, el propósito principal de la planta es la prestación de los servicios logísticos de GNL con un régimen de acceso diferenciado y no aquellos servicios asociados al acceso regulado del sistema gasista. Es decir, la retribución soportada por los primeros debe ser superior a la de los segundos.

Por último, tampoco hay que olvidar el artículo 19 de la Circular 9/2019, que recoge dentro de la metodología retributiva de la actividad de transporte de gas natural, la posibilidad de que existan instalaciones en una situación administrativa especial, entre ellas las que han solicitado un régimen económico singular y temporal de acuerdo con el 60.7.

De acuerdo con los apartados segundo y tercero del citado artículo, a solicitud del promotor, se establecería "*un régimen económico transitorio o de carácter temporal para la instalación*" determinando, en su caso, "*la fecha de inicio del devengo, el valor bruto de inversión transitorio reconocido para la instalación y la metodología de detalle que permita determinar la retribución anual de la instalación*".

Por su parte, de acuerdo con el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, si fuera necesaria la realización de nuevas inversiones para la prestación de los servicios logísticos de gas natural licuado con régimen de acceso diferenciado del sistema gasista español, como es el caso de los equipos destinados a la reducción del BOG, estas no serán asumidas por el sistema gasista español.

En otro orden de ideas, la puesta en servicio de El Musel conforme a los términos de la resolución de régimen económico singular de carácter temporal, no afectaría a la retribución de otras plantas de regasificación. Y ello porque el actual régimen retributivo establecido por la Circular 9/2019 y la Circular 8/2020 determinan una retribución por inversión (amortización y retribución financiera) y por operación y mantenimiento a valores unitarios fija para cada instalación del sistema gasista, así como una retribución por otros costes de operación y mantenimiento a valor auditado y admitido para los costes no considerados en los valores unitarios de operación y mantenimiento.

Sobre el valor de inversión de la planta de El Musel a reconocer y la fecha de inicio de devengo

A la vista de la información aportada por ENAGÁS y lo dispuesto en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, donde se estableció el derecho a percibir una retribución financiera transitoria y una retribución por costes de operación y mantenimiento con objeto de que la instalación estuvieran preparada para iniciar su puesta en servicio cuando así se determinara[12], se considera que:

[12] Los importes se sustanciaron a través de la Resolución de 31 de julio de 2014 de la DGPEM y las órdenes ministeriales y/o resoluciones de la CNMC posteriores que han determinado la retribución anual de las actividades reguladas del sector gas natural: O. IET/2736/2015, de 17 de diciembre, O. ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, O. TEC/1283/2017, de 22 de diciembre, TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, y las Resoluciones de la CNMC de 11 febrero y 20 mayo de 2021 y 19 de mayo de 2022.

- Los costes presupuestados de aproximadamente **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** millones de € necesarios para la adecuación de la planta antes de su puesta en explotación comercial han de entenderse que son costes de O&M, a reconocer por la metodología que emana del Real Decreto-ley 13/2012, pues su propósito exclusivo es preparar la instalación para iniciar su puesta en servicio.

  Por tanto, no cabe, tal y como indica ENAGÁS, considerarlos costes **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** asociados habitualmente a una construcción *ex-novo* de una instalación. Por tanto, para que los **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** millones de € que ENAGÁS solicita que se reconozcan como costes de inversión pudiesen ser considerados como tales, deberían ser costes en los que se hubiese incurrido en el pasado y que se hubiesen reflejado como coste incorporado por primera vez al inmovilizado material de la empresa (art. 6 de la Circular 9/2019 de la CNMC) porque la planta terminó su construcción en 2012. En consecuencia, solo pueden ser considerados costes de operación y mantenimiento para poner en disponibilidad de funcionamiento la planta, tal y como se recoge en la Resolución de 31 de julio de 2014 de la DGPEM, por la que se reconoció la retribución financiera transitoria. En tal sentido ENAGÁS, cuando solicitó el acta de puesta en servicio extendida el 13 de marzo de 2013, indicó que la planta ya poseía *"acta de puesta en servicio parcial para la energización, instalación del sistema contra incendios y el almacenamiento de productos petrolíferos del proyecto"* desde el 16 de agosto de 2021, y/o *"que la totalidad de las instalaciones correspondientes a la Planta* […] *se encuentran finalizadas y en situación de entrar en servicio a cuyos efectos se acompaña el Anexo I al documento que contiene los certificados finales de obra de la totalidad de equipos e instalaciones del proyecto firmados por técnico competente y debidamente visados por el Colegio Oficial correspondiente así como el resultado de las pruebas y ensayos reglamentarios".*

  Por otro lado, si se pudiese reconocer esta cantidad como valor de inversión, la suma de la retribución por amortización y retribución financiera a lo largo de la vida útil de la planta supondría un importe mayor a pagar por los consumidores.

- La fecha de inicio de devengo coincidirá con el inicio de la prestación de los servicios logísticos según los contratos suscritos de acuerdo con el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, considerándose hasta entonces que la planta sigue en estado de hibernación y su régimen retributivo es el previsto por el Real Decreto-ley 13/2012.

- El valor de inversión auditado de las instalaciones, cuya admisibilidad habría que analizar, será el valor activado a 31 de diciembre de 2018, por los siguientes motivos:

    - La construcción de la planta se finalizó en 2012 y obtuvo el acta de puesta en marcha el 13 de marzo de 2013, aunque posteriormente quedara invalidada al anularse la autorización administrativa.

    - No existen activaciones de costes en los años 2015, 2016, 2019 y 2020.

    - Entre 2014 y 2017, el titular percibe **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** millones de € de la Autoridad Portuaria de Gijón como resarcimiento por parte de la subestación eléctrica construida con la planta.

- Atendiendo al momento en que finalizó la construcción de la planta, el valor de inversión a valores unitarios de sus instalaciones debe determinarse utilizando las fórmulas y valores unitarios vigentes en 2013, es decir, los recogidos, respectivamente, en las órdenes ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, e ITC/2812/2012, de 27 de diciembre.

- Los importes satisfechos por la Autoridad Portuaria de Gijón entre 2014 y 2017, a los efectos de determinar el valor de inversión reconocido, deben considerarse como una acción equivalente a una cesión de equipos por terceros o una financiación por parte terceros.

- El valor de inversión reconocido debe determinarse aplicando la fórmula establecida en el artículo 11 de la Circular 9/2019.

Sobre la retribución asociada a la prestación de los diferentes servicios

Dado que en la planta convivirán tanto servicios logísticos de GNL con un régimen de acceso diferenciado del acceso de terceros regulado, como los propios servicios con acceso regulado, es necesario:

- Establecer **una retribución para cada año de gas por las instalaciones que prestan servicios con acceso regulado del sistema gasista** o aquellas que no pueden ser utilizadas por los servicios logísticos externos estando planificadas y construidas, y que será asumida por el sistema, como cualquier otra retribución a tener en cuenta al determinar los peajes y cánones de acceso a las instalaciones.

Dicho concepto está previsto en la Circular 9/2019 bajo el epígrafe de retribución por un régimen económico singular y de carácter temporal ($RISL_a^e$). Su valor se determinará aplicando principalmente las fórmulas y conceptos recogidos en la Circular 9/2019, con las siguientes particularidades:

- Las instalaciones devengarán retribución por inversión y por operación y mantenimiento, pero no devengarán ajustes a la retribución por mejora de la productividad y la eficiencia ($ARPE_a$).
- Para su determinación se tendrán en cuenta los siguientes grados de asignación ($\%_{SL}^i$) de las instalaciones, medidos en tanto por ciento, a la prestación de servicios logísticos de GNL con un régimen de acceso diferenciado del acceso de terceros regulado del sistema gasista español.

Tabla 3. Porcentaje de asignación de las instalaciones a la prestación de servicios logísticos de GNL con régimen de acceso diferenciado del acceso regulado.

Instalación	$\%_{SL}^i$	Instalación	$\%_{SL}^i$
Obra civil portuaria y terrestre	80%	Interconexiones de GNL	80%
Muelle de Descarga de buques	80%	Interconexiones de GN	10%
Sistemas de gestión y control de la Planta	80%	Sistema de Compresión de Boil – Off para procesado interno	57%
Servicios auxiliares de la Planta	80%	Sistema Antorcha /Combustor	57%
Sistema de suministro eléctrico de la Planta	80%	Relicuador Boil-Off	57%
Otras instalaciones o servicios de la Planta	80%	Sistema de captación de agua de la Planta	10%
Cimentaciones y obra civil asociada al Tanque 1	100%	Bombas Secundarias	0%
Cimentaciones y obra civil asociada al Tanque 2	13%	Vaporizadores de GNL	0%
Tanque 1 (150.000 m3)	100%	Cargaderos de Cisternas de GNL	0%
Tanque 2 (150.000 m3)	13%	Estaciones de Regulación y/o Medida	0%

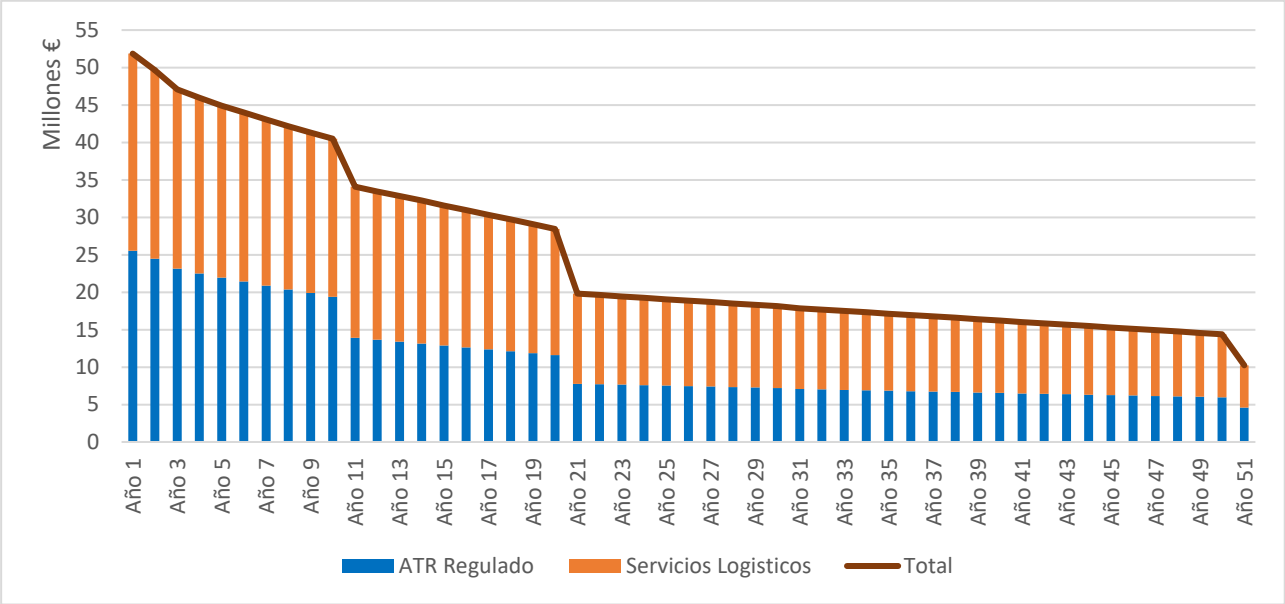
Fuente: Elaboración Propia

- Los costes de adquisición de odorante serán soportados por el régimen económico singular y de carácter temporal ($RISL_a^e$) asumido por el sistema gasista español. De acuerdo con ENAGAS se estiman unas necesidades de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** Millones de € para los ejercicios correspondientes a la fase I. Posteriormente las cantidades serán inferiores **([INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** Millones de €).

- El resto de los costes incluidos en el concepto $OCOM_n$ se asignarán de acuerdo con la proporción de m^3 de GNL descargados en la planta de regasificación en el año «n» para servicios con régimen de acceso regulado del sistema gasista español y los m3 de GNL descargados para la prestación de los otros servicios logísticos.

En consecuencia, y de acuerdo con la información facilitada por el solicitante, el **Gráfico** recoge la evolución de la retribución prevista por la CNMC en concepto de amortización, retribución financiera y costes de O&M durante los 50 años de vida útil que tiene la unidad retributiva más longeva según la Circular 9/2019 (Obra Civil Portuaria y Terrestre) asociada tanto a los servicios con acceso regulado soportado por el sistema, $RISL_a^e$[13], como a los servicios logísticos con régimen de acceso diferenciado del sistema gasista español, asumiendo que aplica la misma metodología al conjunto de la planta. Por su parte, la Tabla 4 recoge el detalle de dicha información.

Gráfico 3. Evolución prevista de la retribución asociada a servicios logísticos con acceso diferenciado y con acceso regulado.



Fuente: Elaboración Propia con datos CNMC y ENAGAS

Tabla 4. Detalle de la retribución prevista asociada a servicios logísticos con acceso diferenciado y con acceso regulado 3 primeros años teóricos, en €.

	Año 1	Año 2	Año 3
Acceso Regulado	**25.285.514,04**	**24.208.611,48**	**22.862.226,32**
Amort.	9.249.651,72	9.274.993,21	9.249.651,72
R. Fin	9.386.044,17	8.882.863,16	8.378.303,52
O&M	6.649.818,15	6.050.755,11	5.234.271,08
Servicios Logísticos con acceso fuera del sistema	**25.970.381,47**	**24.834.255,18**	**23.601.316,12**
Amort.	6.756.107,39	6.774.617,30	6.756.107,39

[13] Por los conceptos de amortización, retribución financiera y costes de O&M.

R. Fin	11.098.422,78	10.730.890,54	10.362.351,36
O&M	8.115.851,30	7.328.747,34	6.482.857,37

Fuente: Elaboración Propia con datos de ENAGAS

De acuerdo con la Tabla 4, la CNMC propone una retribución regulada para la planta de 25,3 millones de € en el año 1; 24,2 millones de € en el año 2 y 22,9 millones de € en el año 3. Esta retribución es inferior tanto a los aproximadamente 25,7 millones de € de retribución por hibernación como a los 32,73 M€ solicitados por ENAGAS (Tabla 1).

- Establecer un **sistema de supervisión de los ingresos obtenidos** por la prestación de los servicios logísticos de gas natural licuado con régimen de acceso diferenciado del sistema gasista español, al objeto de controlar si se ha respetado lo previsto por la Ley 18/2014.

  El análisis de suficiencia de los ingresos deberá realizarse atendiendo a:

  - El periodo completo de aplicación del régimen económico singular y de carácter temporal, al objeto de minorar la posible volatilidad de los servicios logísticos de gas natural licuado con régimen de acceso diferenciado del sistema gasista español.

  - La necesidad de establecer la retribución teórica comparable. Se considera que ha de ser aquella retribución de la planta si se hubiera aplicado el modelo retributivo establecido por la Circular 9/2019 al conjunto de la planta.

Si los ingresos obtenidos por los servicios logísticos con régimen de acceso diferenciado del sistema gasista español fueran superiores a la retribución que hubieran cobrado en concepto de operación y mantenimiento y retribución financiera por el modelo retributivo establecido por la Circular 9/2019, se considerará que el exceso se corresponde con la retribución por amortización de las instalaciones que no está siendo retribuida por el sistema regulado a través del $RISL_a^e$.

5.4. Sobre la seguridad de suministro

La planta de El Musel cuenta con dos tanques de almacenamiento de GNL, de 150.000 m^3 cada uno, lo que supone una capacidad nominal de regasificación de 800.000 m^3/h, así como con dos cargaderos de cisternas, con una capacidad nominal total de 30 cisternas/día. Su puesta en marcha contribuiría, de acuerdo con las valoraciones técnicas del GTS, a reforzar la seguridad de suministro, lo que resulta de mayor importancia, en particular, después del cese de las importaciones de gas natural a través de la interconexión de Tarifa

(infraestructura que presenta la mayor capacidad de nuestro sistema), la cual aportaba no solo estabilidad, sino también flexibilidad, a nuestro sistema gasista. Estas entradas han tenido que ser suplidas por un incremento en la aportación de gas natural desde otras infraestructuras, como la interconexión de Almería y, en particular, por un incremento de importaciones de GNL desde el resto de las plantas de regasificación del sistema, incrementando el grado de utilización de las mismas. De la misma forma, en emergencia, podría cubrir la producción de las plantas colindantes.

6. CONCLUSIONES

ENAGAS somete a aprobación de la CNMC mediante resolución, la aplicación de un régimen económico singular y temporal según dispuesto en el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, para la prestación de servicios logísticos de GNL desde la planta de El Musel, planta que en la actualidad está en un régimen especial de hibernación.

La actividad principal para la que se solicita el citado régimen es la de servicios logísticos de GNL no destinados a la demanda nacional. No obstante, el cumplimiento de los requisitos medioambientales establecidos en la autorización administrativa de la planta para la gestión sostenible del BOG que generaría la prestación de los servicios logísticos de GNL solicitados requiere la regasificación e inyección de gas en el sistema nacional, lo que conlleva una serie de servicios regulados.

También se argumenta la necesidad de solventar la situación de congestión del servicio de carga de cisternas de GNL del sistema gasista (en particular, en la zona norte de la Península), dada la previsión de una demanda esperada creciente de este servicio, lo que lleva a ENAGAS a incluir en su solicitud la oferta, junto con los citados servicios logísticos, de parte de la capacidad de regasificación en la planta de El Musel y la capacidad total de carga de cisternas de la misma como servicios de acceso regulado. El modelo planteado por ENAGAS para estas instalaciones tendría cabida en el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, el cual contempla el acceso regulado al sistema gasista español siempre que no sea el objeto principal del funcionamiento de la planta.

En consecuencia, la resolución de la CNMC debería establecer, en su caso, la oferta, de manera singular y con carácter temporal, en régimen de acceso no regulado de los servicios logísticos de GNL contratados a largo plazo. El operador de la planta podrá asignar la capacidad relativa a estos negociando libremente con los usuarios las condiciones y precios del acceso, siempre que

estos no sean inferiores a los imputados por las plantas de regasificación integradas en el sistema gasista, ni pongan en riesgo su sostenibilidad económico-financiera, según resulta del artículo 60.7 de la Ley 18/2014.

También se ha valorado la actividad de carácter temporal, y mientras se presten servicios logísticos de GNL, de ofertar en régimen de acceso regulado y, por tanto, conforme a la Circular 8/2019 y el citado artículo 60.7, la parte de la capacidad de descarga de GNL, si fuera necesario, de almacenamiento de GNL y de regasificación necesaria solo para la gestión del BOG y el servicio de carga de cisternas de GNL. Para ello, si fuera necesario, el GTS y el operador de la planta establecerían procedimientos operativos para la integración de los servicios ofertados en régimen de acceso regulado dentro del sistema gasista. Estos estarán en línea y respetarán los procedimientos de operación establecidos en la normativa de gestión técnica del sistema vigente.

En lo que se refiere al régimen económico singular y de carácter temporal solicitado por ENAGÁS, se ha valorado que estas instalaciones llevan más de diez años en los que se viene retribuyendo la Planta, sin que la misma preste ninguna actividad al sistema. En este contexto, resulta oportuno evaluar iniciativas como la que se ha presentado por parte de ENAGAS que generen algún tipo de ingreso al sistema gasista o que reduzcan el coste que este ha de soportar. Por otra parte, hay que tener en cuenta que el referido artículo 60.7 indica que, bajo el régimen económico temporal y singular, el propósito general de la planta es la prestación de los servicios logísticos de GNL con un régimen de acceso diferenciado, y no aquellos servicios con acceso regulado del sistema gasista.

No obstante, el mismo artículo 60.7 de la Ley 18/2014 prevé la casuística de tener que acceder al sistema de acceso regulado, lo cual, sobre la base del artículo 19 de la Circular 9/2019, determinaría una retribución provisional a cuenta de la definitiva en caso de que se incluya en el régimen retributivo, que se caracterizaría de la siguiente manera:

- La fecha de inicio de devengo coincidirá con el inicio de la prestación de los servicios logísticos según los contratos de largo plazo suscritos de acuerdo con el artículo 60.7 de la Ley 18/2014.

- Los costes presupuestados necesarios para la adecuación de la planta antes de su puesta en explotación comercial ha de entenderse que son costes de O&M, a reconocer por la metodología que emana del Real Decreto-ley 13/2012, pues su propósito exclusivo es preparar la instalación para iniciar su puesta en servicio.

- El valor de inversión reconocido debe determinarse aplicando la fórmula establecida en el artículo 11 de la Circular 9/2019, utilizando como valor de inversión a valores unitarios el resultante de aplicar las fórmulas y valores unitarios vigentes en 2013.

- La retribución anual por las instalaciones que prestan servicios con acceso regulado del sistema gasista se determinará aplicando las fórmulas y conceptos recogidos en la Circular 9/2019. Se devengará retribución por inversión y por operación y mantenimiento, pero no por ajustes por mejora de la productividad y la eficiencia salvo, si procediese, la retribución por extensión de vida útil (REVU). Para su determinación se tendrá en cuenta un grado de asignación predefinido ($\%_{SL}^{i}$) a la prestación de servicios logísticos de GNL con un régimen de acceso diferenciado.

- Por último, de acuerdo con el artículo 60.7 de la citada Ley 18/2014, si fuera necesaria la realización de nuevas inversiones para la prestación de los servicios logísticos de gas natural licuado con régimen de acceso diferenciado del sistema gasista español, estas no serán asumidas por el sistema gasista español.

La capacidad de los servicios de acceso, tanto regulados como no regulados, sería ofertada temporalmente, hasta la finalización del actual periodo retributivo, esto es, hasta el 31 de diciembre de 2026[14]. Igualmente, el régimen económico singular y de carácter temporal se establece hasta la citada fecha y siempre que existan contratos de prestación de servicios logísticos a largo plazo, de un año o superior, a cuya suscripción queda supeditado el presente régimen económico singular de carácter temporal. La CNMC podrá revisar las condiciones de acceso y retribución establecidas en la resolución antes de la finalización del actual periodo retributivo (2021-2026), si se acometieran inversiones adicionales en la planta de regasificación de El Musel que modificaran su régimen de funcionamiento. En su caso, la CNMC desarrollará, mediante resolución, las condiciones sobre acceso y retribución a aplicar a partir del 1 de enero de 2027.

Corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisar periódicamente la correcta aplicación de las condiciones establecidas en esta resolución y en el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, tanto en lo que respecta al régimen de acceso, como el régimen económico. Además, supervisará los esfuerzos realizados por el operador para reducir la regasificación para la recuperación del *boil-off*. Para esto, el operador de la planta informará sobre la incorporación de infraestructuras o cualquier otra medida para reducirla, así como para la prestación de los servicios logísticos de

[14] Esto significa que no se podrá contratar capacidad para ser usada más allá de esta fecha.

gas natural licuado con régimen de acceso diferenciado del sistema gasista español.

Por lo que respecta al impacto sobre los peajes de acceso de los servicios prestados en régimen regulado, dado que la retribución a pagar por el sistema gasista asociada a la planta de El Musel se reduciría, a nivel global, en 0,4 M€ (el primer año), la repercusión será favorable para el sistema en su conjunto, al verse reducido el importe retributivo imputado a los peajes de acceso.

Debe insistirse, finalmente, en que, tal y como indica el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, tanto el régimen económico singular, como el de acceso, que se contempla en la resolución tienen un carácter temporal y, como tales, el objeto de los mismos no es establecer un marco de acceso y retributivo que se prolongue de forma indefinida en el tiempo.