

**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE
LA RESOLUCIÓN DE LA CNMC
POR LA QUE SE ESTABLECE
LA NORMATIVA DE GESTIÓN
TÉCNICA DEL SISTEMA
GASISTA SOBRE
PROGRAMACIONES,
NOMINACIONES, REPARTOS,
BALANCES, LA GESTIÓN Y
USO DE LAS CONEXIONES
INTERNACIONALES Y LOS
AUTOCONSUMOS**

REF. RDC/DE/010/20

Fecha 10-11-2022

www.cnmc.es

INDICE

1. OBJETO	3
2. NORMATIVA APLICABLE Y ANTECEDENTES	3
3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA RESOLUCIÓN	4
4. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	5
4.1. Aspectos más relevantes de las alegaciones	5
4.1.1. Alegaciones del Ministerio	5
4.1.2. Alegaciones de los agentes	6
4.2. Consideraciones sobre las alegaciones recibidas	6
4.2.1. Consideraciones sobre las alegaciones del Ministerio	8
4.2.2. Consideraciones sobre las alegaciones de los agentes	9
5. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	10
5.1. Capítulo I: consideraciones generales	11
5.2. Capítulo II: programaciones	11
5.3. Capítulo III: nominaciones y renominaciones	12
5.4. Capítulo IV: repartos	13
5.5. Capítulo V: balance	15
5.6. Capítulo VI: condiciones generales para la gestión de cisternas de GNL	16
5.7. Capítulo VII: parámetros que determinan la operación normal de las infraestructuras y la realización de acciones de balance en PVB	16
5.8. Capítulo VIII: cálculo de la capacidad de las instalaciones	17
5.9. Capítulo IX: gas de operación o autoconsumo	18
5.10. Capítulo X: revisiones y reclamaciones	19
5.11. Capítulo XI: mermas	20
6. CONCLUSIONES	22

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) por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

2. NORMATIVA APLICABLE Y ANTECEDENTES

En fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la CNMC 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. Este Real Decreto-ley modifica el artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, que regula las normas de gestión técnica del sistema, asignando a la CNMC la función de regular los aspectos de normativa técnica referidos a:

- “a) El procedimiento de cálculo del balance diario de cada sujeto autorizado a introducir gas natural en el sistema. El sistema de programaciones, nominaciones, renominaciones y repartos.*
- b) El procedimiento de gestión y uso de las interconexiones internacionales.*
- c) Las mermas y los autoconsumos, debiendo determinarse las cantidades a retener para cada tipo de instalación.”*

A este respecto, en fecha 12 de diciembre de 2019, el Pleno del Consejo de la CNMC acordó emitir la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, 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). Esta circular homogeneiza el modelo de acceso de terceros para todas las infraestructuras del sistema gasista y establece la asignación mediante mecanismos de mercado (subastas), destacando las modificaciones en cuanto al acceso a las plantas de regasificación, que pasan a gestionarse de manera conjunta.

En relación con la normativa de gestión técnica competencia de la CNMC, la Circular 8/2019 ya contemplaba la necesidad de adaptarla a los cambios en el acceso introducidos por la misma. Por ello, en su disposición transitoria sexta, la circular señalaba cómo proceder hasta que la nueva normativa técnica se adaptara:

“Disposición transitoria sexta. Normativa de gestión técnica del sistema

Hasta el desarrollo de la normativa de gestión técnica del sistema que corresponda por la Comisión nacional de los Mercados y la Competencia, será de aplicación lo establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista en todo aquello que no se oponga a lo dispuesto en esta circular.”

Además, en fecha 9 de enero de 2020, se aprobó la Circular 2/2020, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural (en adelante, Circular 2/2020). La circular, además de homogeneizar e integrar el modelo de balance de todas las infraestructuras del sistema gasista, adecúa el régimen de balance en las plantas de regasificación al modelo de acceso fijado por la Circular 8/2019.

La Circular 2/2020, en sus artículos 8 y 15, señala la obligación de calcular las cantidades de desbalance en plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos según se disponga en la normativa de gestión técnica del sistema, la cual deberá definir un calendario de cálculo y el detalle de la información a proporcionar al usuario sobre su balance. Igualmente, los artículos 7 y 11, exponen la necesidad de que la normativa de gestión técnica desarrolle cómo ha de realizarse el balance físico del gas que transita por la red de transporte. Por último, el artículo 21 indica que los procedimientos de nominación y renominación del uso de la capacidad contratada que los usuarios pretenden hacer deben estar definidos en la normativa correspondiente, donde ha de desarrollarse con mayor detalle el contenido de dicho artículo.

Finalmente, debe citarse la Circular 7/2021, de 28 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo, supervisión, valoración y liquidación de mermas en el sistema gasista. Esta circular hace referencia a la normativa de gestión técnica del sistema gasista en sus artículos 11, 12 y 13, para señalar la obligación de reclamar los cálculos y publicar y comunicar la información sobre las mermas según se disponga en dicha normativa.

3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA RESOLUCIÓN

La resolución adapta, de forma acorde con la reglamentación de acceso y balance definidos por la CNMC, las normas existentes de gestión y operación técnica del sistema en relación con las programaciones, nominaciones, repartos, balance, mermas, autoconsumos y la gestión y uso de las conexiones internacionales. Además, da cumplimiento y desarrolla lo dispuesto en la Circular 8/2019, la Circular 2/2020 y la Circular 7/2021, en sus referencias a la aplicación de la metodología establecida en la normativa de gestión técnica del sistema.

Esta resolución es necesaria para regular procedimientos y mecanismos de detalle, imprescindibles en una correcta gestión técnica del sistema gasista, coordinando la actividad de todos los agentes que intervienen en el mercado en relación con dichos procedimientos y la comunicación de información necesaria para la operación del sistema, respetando los principios de objetividad, transparencia y no discriminación. Con ello, se garantiza un funcionamiento eficiente y ordenado del conjunto de instalaciones y agentes que conforman el sistema gasista, lo que contribuirá a una continuidad y calidad del suministro mejor y más eficiente y, por ende, a la sostenibilidad económica y medioambiental del sistema.

4. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

La propuesta de resolución de esta Comisión por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos, fue publicada en la página web de la CNMC en fecha 29 de abril de 2022, con el fin de dar cumplimiento al trámite de información pública y audiencia, abriendo un periodo para comentarios de los agentes que finalizó el 31 de mayo de 2022. Asimismo, se remitió el citado proyecto a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

En este periodo de información pública se han recibido alegaciones de 15 sujetos (tres de ellos indicando no tener observaciones), que se valoran a continuación.

4.1. Aspectos más relevantes de las alegaciones

4.1.1. Alegaciones del Ministerio

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (en adelante, MITERD) analiza capítulo a capítulo el anexo de la propuesta de resolución, que en general valora adecuados a las competencias de la CNMC dadas por el Real Decreto-ley 1/2019 y a la nueva realidad del sistema gasista, realizando algunas sugerencias de mejora:

- 1- En el Capítulo I, propone eliminar la referencia a que el año de gas en los almacenamientos subterráneos abarca desde el 1 de abril de un año al 31 de marzo del año siguiente, porque “...*para otros procedimientos (p.e. retribuciones y peajes) que afectan a almacenamientos subterráneos se emplea el año de gas...*”.

- 2- En el Capítulo VII, sugiere modificar la definición de límite mínimo de operación (LMinOA) en los almacenamientos subterráneos para adaptarlo a la modificación de las existencias estratégicas que introdujo el Real Decreto-Ley 6/2022, de 29 de marzo, en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Asimismo, se recomienda revisar la definición de límite máximo de operación (LMaxAO) porque podría estar contabilizando dos veces el volumen del gas colchón extraíble mediante métodos mecánicos.
- 3- En el Capítulo VIII, señala que sería necesario clarificar que el cálculo de la capacidad de las plantas satélite se refiere a plantas satélite de distribución, ya que las plantas satélite propiedad del cliente son ajenas al sistema.
- 4- En el Capítulo IX, explica la necesidad de valorar la utilidad de remitir información sobre el gas de operación de las plantas de GNL, ya que el artículo 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, establece que este gas no será un coste retribuable, y que la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC, solo considera retribuable el gas de operación en la red de transporte.
- 5- Para evitar la dispersión de la normativa, propone que el capítulo XI se integre en la Circular 7/2021, de 28 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo, supervisión, valoración y liquidación de mermas en el sistema gasista.

4.1.2. Alegaciones de los agentes

En general, los agentes valoran positivamente la revisión de esta normativa técnica y la resolución de la CNMC; además de mejoras de redacción, clarificaciones y corrección de erratas, los cambios más significativos solicitados son los siguientes:

- Retrasar la entrada en vigor de la resolución para poder desarrollar informáticamente los cambios necesarios para su implementación, y que dicha entrada coincida con el primer día de un mes, para facilitar procesos como el reparto y el balance.
- Simplificar las programaciones y, teniendo en cuenta que no son vinculantes, eliminar, en concreto, la necesidad de elaborar una programación anual.

- Eliminar la posibilidad de denegar descargas/cargas de GNL cuando el usuario no dispone de capacidad de almacenamiento de GNL contratada/GNL a cargar, o al menos, poder denegar parcialmente, solo por la parte de GNL a descargar que supera la capacidad de almacenamiento de GNL contratada o el GNL a cargar que el usuario no posee. Además, esta denegación debería poder ser coordinada entre el GTS y los operadores de plantas.
- Eliminar la necesidad de refacturar en el caso de los repartos finales provisionales y finales definitivos en TVB, porque solo afecta a los usuarios que suministran gas a sus clientes mediante plantas satélite de distribución y se trata de cantidades muy reducidas, que sin embargo originan muchas refacturaciones, con los consecuentes costes de gestión.
- Eliminar la necesidad de considerar las mermas reconocidas por consumo a la hora de calcular reparto en PCTD y PCDD, pues es así como se hace actualmente, así como retrasar el calendario de cálculo del reparto en distribución, para evitar fallos y reclamaciones.
- Considerar los autoconsumos en el cálculo del balance físico en las redes de distribución causados por las ERMs propiedad de los mismos.
- Sobre el balance de gas de los usuarios, contar con la posibilidad de que se permita en el futuro almacenar gas en PVB, ampliar plazos para proporcionar información intradiaria a los usuarios y eliminar indicadores de calidad de suministro de información que no se pueden calcular.
- Revisar qué agentes pueden ser expedidores de camiones cisterna y cuáles serían sus funciones.
- Describir cómo ha de determinarse el gas de autoconsumo en las redes de distribución, dado que las ERMs nuevas de salida de transporte son propiedad de los distribuidores, que existe la posibilidad de que, por inyección de otros gases, se revierta el flujo en los puntos PCTD y por las existencias de venteos en distribución. Además, se propone revisar las medidas del gas de operación en plazos similares al reparto y al balance.
- Completar el capítulo sobre revisiones y reclamaciones con los plazos que faltan, por ejemplo, los plazos para reclamaciones de la contratación, y ampliar los plazos de los responsables para enviar una contestación.

- Eliminar la información a proporcionar sobre mermas en puntos de inyección de otros gases en redes de distribución, ya que no está definido el tratamiento de las mismas.

Adicionalmente, se remiten otros comentarios que quedarían fuera del alcance de esta resolución como, por ejemplo, el diseño de los sistemas informáticos que permita a los operadores la explotación de datos del SL-ATR, el destino de la recaudación económica por mermas en transporte y distribución o la gestión de las congestiones en los cargaderos de cisternas.

4.2. Consideraciones sobre las alegaciones recibidas

4.2.1. Consideraciones sobre las alegaciones del MITERD

En relación con el comentario para eliminar, en el Capítulo I, la definición de año gas en los almacenamientos subterráneos, hay que indicar que esta es necesaria para determinar el periodo de programación anual en estas instalaciones, cuyo ciclo anual de funcionamiento es de abril de un año a marzo del año siguiente. Además, el apartado 3 del Capítulo 1, donde se establece la definición, señala que las mismas serán exclusivamente de aplicación a los dispuesto en la propia resolución, por lo que la definición de un año de gas distinto para los almacenamientos subterráneos en esta normativa no afectaría a otros procedimientos, como la retribución o los peajes que señala el Ministerio.

Conforme a las observaciones del MITERD al Capítulo II, se ha revisado la definición de límites de operación en los almacenamientos subterráneos para adecuarlos a la normativa reciente y para evitar contabilizar dos veces el gas colchón extraíble mecánicamente.

También se corrige el título del apartado 9 del Capítulo VIII, con el fin de señalar que la capacidad a calcular según lo marcado en ese apartado aplicaría solo a las plantas satélite de distribución.

Con respecto a la necesidad de aportar los valores del gas de operación de las plantas de GNL, esta se justifica para poder calcular y comprobar el balance físico de las instalaciones. Eso no quita para que siga siendo de aplicación el artículo 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, que refiere el MITERD.

Por último, cabe destacar que el Capítulo XI especifica en detalle la información a publicar en el SL-ATR relativa a las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas mensual y anual de las instalaciones del sistema gasista, así como la información a contener en el informe anual sobre mermas que debe remitir el GTS a la CNMC. Al ser un desarrollo normativo de gran

pormenorización, que puede requerir una revisión y adaptación rápida y ágil, su desarrollo en la normativa de gestión técnica del sistema competencia de la CNMC era contemplado en la propia Circular 7/2021, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo y liquidación de mermas en el sistema gasista, en concreto, en sus artículos 11, 12, 13. Por tanto, este Capítulo XI es necesario para dar cumplimiento a la Circular 7/2021.

4.2.2. Consideraciones sobre las alegaciones de los agentes

Se ha incluido en la resolución todos aquellos cambios señalados por los agentes relacionados con erratas, conceptos de detalle respecto al autoconsumo y el cálculo de capacidad de las instalaciones y mejoras de redacción o clarificaciones que cumplen el objetivo de evitar interpretaciones erróneas o diferentes.

Además, la resolución se ha adaptado para permitir un mayor plazo para su implementación y que esta coincida con el primer día del mes, alinear la definición de expedidor de cisternas y sus funciones, ajustar el cálculo del reparto y su calendario, simplificar los indicadores de calidad de la información suministrada sobre el balance, mejorar los mecanismos de cálculo de capacidades y completar el capítulo sobre revisiones y reclamaciones.

Sin embargo, respecto a los comentarios principales, no se han considerado los siguientes:

- La transparencia en cuanto a los puntos que condicionan la operación de la red, por la necesidad de proteger y preservar la integridad física de la misma.
- La simplificación o eliminación de la programación anual, dado que aporta información en un horizonte que no cubre la programación mensual, en concreto, los tres últimos meses que proporciona.
- La eliminación de la posibilidad de denegar descargas/cargas de GNL cuando el usuario no dispone de capacidad de almacenamiento de GNL contratada/GNL a cargar y se pone en riesgo derechos de terceros o el correcto funcionamiento de las instalaciones, por ser necesaria para una correcta gestión de la logística del TVB y, por tanto, de las plantas de regasificación del sistema gasista. No obstante, se introduce la obligación de informar a los usuarios de las posibles denegaciones que les afecten con la mayor antelación posible, con el fin de que estos puedan gestionar la deficiencia de capacidad de almacenamiento/GNL y evitar dichas denegaciones.
- La eliminación de la refacturación debida a repartos finales en TVB, ya que estos repartos ajustan a su valor real el uso que han hecho los usuarios de la

capacidad de las instalaciones y, por consiguiente, es necesario también ajustar el cargo que les resulta aplicable por dicho uso.

- La eliminación de la información a proporcionar sobre mermas en puntos de inyección de otros gases, pues su tratamiento está definido en la Circular 7/2021, de 28 de julio, por la que se establece la metodología para el cálculo, supervisión, valoración y liquidación de mermas en el sistema gasista.

5. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

La normativa de gestión técnica incluida en el anexo de la propuesta de resolución se estructura en once capítulos diferentes, organizados por temas:

1. Capítulo I: consideraciones generales
2. Capítulo II: programaciones
3. Capítulo III: nominaciones y renominaciones
4. Capítulo IV: repartos
5. Capítulo V: balance
6. Capítulo VI: condiciones generales para la gestión de cisternas de GNL
7. Capítulo VII: parámetros que determinan la operación normal de las infraestructuras y la realización de acciones de balance en PVB
8. Capítulo VIII: Cálculo de la capacidad de las instalaciones
9. Capítulo IX: autoconsumos
10. Capítulo X: revisiones y reclamaciones
11. Capítulo XII: información sobre las mermas

En cada uno de estos capítulos se unifica toda la información relativa a la temática del mismo. En las Normas de Gestión Técnica del Sistema (en adelante, NGTS) vigentes en la actualidad, la información relativa a un mismo tema se encuentra repartida entre la Normas y sus Protocolos de Detalle (en adelante, PD), anexos a las NGTS, como consecuencia de su proceso de desarrollo y aprobación inicial muy espaciado en el tiempo.

Para la elaboración de esta propuesta normativa se ha partido de las NGTS y PD vigentes en la actualidad y se han tenido en cuenta los nuevos modelos de acceso y balance aprobados por la CNMC, así como todas las propuestas del grupo de trabajo del comité de seguimiento del sistema gasista (en adelante, grupo de trabajo), coordinado por el GTS. La propuesta de resolución adapta su contenido a los últimos desarrollos propuestos en ese grupo de trabajo y a la situación actual del sector del gas natural. Así, por ejemplo, el Capítulo IV, sobre repartos, aglutina el contenido de la actual Norma NGTS-06, el del Protocolo PD-02 y la propuesta aprobada por el grupo de trabajo para incorporación del concepto de inercia térmica.

Para aquellos aspectos de la normativa técnica del sector del gas natural que no se han visto afectados por la nueva regulación elaborada por la CNMC, y para aquellos para los que no existen propuestas de modificación por parte del grupo de trabajo de las NGTS, la resolución es continuista con las Normas y Protocolos actualmente en vigor, reproduciendo agrupado el contenido de las mismas.

A continuación, se pasa a detallar las novedades más relevantes en cada uno de los aspectos desarrollados en esta propuesta normativa.

5.1. Capítulo I: consideraciones generales

En este capítulo se han agrupado todas las definiciones utilizadas en esta normativa en un único apartado, además de recoger el objeto y ámbito de aplicación, así como las unidades de medida y todas las consideraciones generales relativas al uso de las redes de transporte y distribución y a la recepción y entrega de gas.

Las definiciones, en el apartado 3, se han adaptado a la normativa vigente y a la situación del sistema gasista, reduciendo su contenido para referir solo los términos utilizados en el resto de capítulos. Además, en aquellos casos en que la definición se encuentra establecida en otra normativa, se ha hecho referencia a la normativa en cuestión. Cabe destacar también la incorporación de definiciones nuevas, como los relativos a los puntos de conexión de inyección de otros gases en transporte (PCTG) y distribución (PCDG), que contemplarían los puntos del sistema en los que estarían inyectando gases renovables y otros gases manufacturados.

Por otro lado, en los apartados 6 y 7 del capítulo se propone un mayor detalle de las presiones mínimas requeridas en los puntos de conexión a las redes de transporte y distribución, indicando las presiones requeridas en los puntos de conexión de inyección de gases manufacturados y desagregando las presiones en caso de conexiones con redes de transporte secundario y distribución malladas y lineales.

En relación con las actuales NGTS que derivan inaplicadas por el cambio de modelo introducido con las circulares CNMC (en general, NGTS-01 y NGTS-02), se ha simplificado la redacción eliminándose aspectos que están regulados en otras normativas.

5.2. Capítulo II: programaciones

La normativa relativa a las programaciones también se ha simplificado y adaptado al contexto actual, teniendo en consideración el modelo de acceso

establecido en la Circular 8/2019 y prescindiendo de aquellos procedimientos de programación que ya no resultan necesarios. El calendario de elaboración de los distintos horizontes de programación se ha adaptado también al año de gas.

El Capítulo II reúne las disposiciones sobre programación de la Norma NGTS-3 y el Protocolo PD-07. En su redacción, el capítulo se organiza en seis apartados donde se explica el objetivo y carácter de las programaciones, los tipos de programaciones que se contemplan según la periodicidad de elaboración (anuales, mensuales, semanales), los agentes que deben remitir programaciones y los servicios de capacidad a programar, el contenido de las programaciones, cómo han de procesarse y el calendario para su envío y confirmación.

Un cambio que era necesario y que contempla la propuesta era la unificación de las programaciones de regasificación; la redacción actual de esta medida exige el desglose de la programación de regasificación por planta, aspecto que devino inaplicable desde abril de 2020, cuando entró en funcionamiento el modelo de tanque único (TVB) que gestiona de forma conjunta la regasificación y el almacenamiento de GNL.

Además, en la propuesta de resolución cabe destacar que, para llevar a cabo la programación del servicio de descarga de buques, los usuarios no deberán remitir información específica a tal efecto, sino que se tendrá en cuenta la capacidad contratada por los mismos. A este respecto, la resolución ha tenido en consideración 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 de redes locales y regasificación de gas natural, en cuanto a la clasificación del tamaño de buques.

Asimismo, se ha incluido la programación de inyección de gases manufacturados, tanto en transporte, como en distribución.

En el caso particular del servicio de carga de cisternas, las programaciones no se incluyen en esta normativa, dado que estas se regulan en un procedimiento específico desarrollado por el GTS en colaboración con los operadores de las infraestructuras, conforme a lo dispuesto en el artículo 22 de la Circular 8/2019.

5.3. Capítulo III: nominaciones y renominaciones

La normativa relativa a las nominaciones y renominaciones se ha simplificado y adaptado al contexto actual, sin repetir lo ya establecido en la Circular 2/2020. El capítulo se estructura en 5 apartados, abordando la finalidad y el carácter de las nominaciones y renominaciones, los agentes que nominan y los servicios

objeto de nominación, el contenido de nominaciones y renominaciones, el tratamiento de las mismas y su calendario.

De la misma manera que en las programaciones, resulta relevante señalar la modificación del procedimiento de nominación para los servicios deslocalizados, como el de capacidad de entrada a PVB desde planta, para el que ya no se debe distinguir por terminal de GNL, sino que la nominación/renominación se ha de realizar de forma conjunta para todas las instalaciones (el usuario proporciona un único valor de nominación/renominación), de acuerdo con el modelo de acceso establecido por la Circular 8/2019.

Para el caso del servicio de carga de cisternas, las nominaciones no se incluyen en esta normativa, dado que, al igual que las programaciones, estas se regulan en un procedimiento específico desarrollado por el GTS en colaboración con los operadores de las infraestructuras, conforme a lo dispuesto en el artículo 22 de la Circular 8/2019.

Por último, la propuesta intenta clarificar el tratamiento en el Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (en adelante, SL-ATR) de las nominaciones/renominaciones remitidas por los usuarios, manteniendo el principio actualmente vigente de emplear, en caso de ausencia de una nominación confirmada, la última información disponible (última programación de menor horizonte temporal confirmada del usuario para el día de gas en cuestión).

Para el caso particular del tratamiento de nominaciones/renominaciones en TVB, se añaden las posibilidades siguientes:

- Para una operación de descarga, se podrá denegar la prestación del servicio si el usuario no dispone de capacidad de almacenamiento de GNL contratado suficiente, o bien si la operación tiene afección en los derechos de terceros en relación con el almacenamiento de GNL.
- Para una operación de carga, se podrá denegar la prestación del servicio si el usuario no dispone de la cantidad de GNL almacenada suficiente, o si la operación imposibilita la gestión del desbalance por el GTS en el mercado organizado en un plazo igual o inferior a 5 días en el caso de la carga.

5.4. Capítulo IV: repartos

Este capítulo es uno de los que ha sido revisado en mayor grado de detalle en la propuesta, debido a la necesidad de adaptar los procedimientos de reparto al nuevo modelo de acceso y de incorporar desarrollos nuevos del grupo de trabajo. El capítulo detalla las disposiciones en relación con los puntos del sistema

gasista en los que es necesario hacer un reparto del gas que transita por ellos, quiénes han de realizar este reparto, los tipos de reparto a elaborar, el mecanismo y calendario para su cálculo, las consideraciones a tener en cuenta para la supervisión del cálculo, la información a proporcionar a los usuarios al respecto y los incentivos a la calidad del reparto en los puntos de conexión transporte-distribución, distribución-distribución y líneas directas.

Se destaca la modificación del mecanismo de reparto realizado en las plantas de regasificación, que se adapta al nuevo concepto de gestión conjunta de las terminales (TVB) establecido por la Circular 8/2019. De esta forma, el usuario recibe un único valor de sus existencias de GNL en el sistema gasista, sin distinguir la planta de regasificación en la que están almacenadas.

Hay que subrayar también la incorporación de los procedimientos de reparto relativos a los nuevos puntos de conexión para la inyección de otros gases en las redes de transporte (PCTG) y distribución (PCDG), que se encuentran en línea con los desarrollos incorporados en los capítulos de programaciones y nominaciones de estos gases. En esta línea, en el mecanismo de reparto también se incluye la posibilidad de que a través de plantas satélite de distribución se suministre a los consumidores una cantidad residual de GNL producido mediante energías renovables (bioGNL).

Asimismo, se contempla el caso de que el flujo de gas no se produzca siempre desde las redes de transporte a las redes de distribución, sino que este pueda llegar a invertirse, como resultado de la inyección de nuevos puntos de producción de gas (biogás, etc.) en las propias redes de distribución. Por ello, a la hora de determinar cuál es la emisión neta diaria¹ en un punto de conexión entre transporte y distribución o entre dos redes de distribución de titulares distintos, un punto de conexión transporte-distribución podrá actuar como punto de salida de la red de distribución, y no solo de entrada, como funcionan actualmente.

También en el caso del reparto en puntos de conexión transporte-distribución y distribución-distribución, hay que señalar el esfuerzo que realiza la propuesta de resolución por ordenar y clarificar los procesos de estimación de los consumos diarios, necesarios para elaborar el reparto. Es de destacar que, en este apartado, se añade la propuesta del grupo de trabajo de las NGTS que considera la inercia térmica a la hora de estimar los consumos.

¹ La emisión neta diaria define el gas que pasa de una red de transporte o distribución a otra red de distribución para el consumo de los clientes que se alimentan de esta última en el día de gas.

Finalmente, como novedad adicional, el capítulo unifica y simplifica el calendario para la realización de los repartos finales provisionales (m+3) y finales definitivos (m+15).

5.5. Capítulo V: balance

El Capítulo V simplifica la redacción y adapta a la nueva regulación el cálculo del balance, referenciando (sin duplicar) las normas de balance de gas natural establecidas en la Circular 2/2020 y en las resoluciones de desarrollo de esta, a la vez que ajusta el cálculo del balance de los usuarios en las plantas de regasificación al nuevo modelo de tanque único (TVB).

El Capítulo V distingue entre el balance físico de las instalaciones (plantas de regasificación, red de transporte, red de distribución y almacenamientos subterráneos) y el balance del gas de los usuarios, que tiene lugar el día después del día de gas (balance provisional), así como sus revisiones posteriores (balance final provisional y balance final definitivo). También incluye la descripción de los flujos de información necesarios para cumplir con lo establecido en el artículo 22 de la Circular 2/2020 de la CNMC y así proporcionar a los usuarios información para que puedan gestionar su balance y evitar penalizaciones por desbalances. Finalmente, incluye un apartado con la descripción del cálculo de los indicadores de cumplimiento de la calidad y el plazo de provisión de esta información.

Como novedad, cabe destacar que la propuesta incorpora el mecanismo para la determinación de otros balances, derivados de las necesidades de gestión técnica del sistema, que ya se están calculando actualmente pero que no quedan recogidos con suficiente detalle en la normativa técnica vigente. Estos balances corresponden a la cantidad de gas de operación o autoconsumo, gas talón y gas colchón de los operadores de instalaciones, así como al gas de operación o autoconsumo, gas talón, gas colchón, gas de la gestión del balance en PVB, TVB y AVB y gas de OBA (*Operational Balancing Account*, o Cuenta de Balance Operativo) del GTS. La propuesta recoge que, para cada uno de estos gases y cada uno de los agentes señalados, se calculará un balance, que determinará las existencias finales de ese gas y ese agente, en las diferentes áreas de balance.

Adicionalmente, en este capítulo se define el concepto de pre-balance en las tres áreas de balance (TVB, PVB y AVB) y cómo ha de realizarse su cálculo, puesto que es necesario para determinar el nivel de riesgo de desbalance de los usuarios a la hora de fijar la cuantía de las garantías por desbalances aplicables según la Circular 2/2020.

5.6. Capítulo VI: condiciones generales para la gestión de cisternas de GNL

Dado que, como se ha indicado antes, los aspectos relacionados con programación y nominación de la carga de camiones cisterna en las plantas de regasificación se realizará según los procedimientos desarrollados por el GTS, el Capítulo VI de la propuesta de resolución solo aborda temas generales sobre cisternas no recogidos en otros procedimientos.

En concreto, este capítulo refleja las disposiciones ya establecidas y en vigor respecto a la designación del expedidor (agente en cuyo nombre se realiza el transporte de GNL en camiones cisterna), la asignación de plantas satélite a plantas de regasificación para la carga de las cisternas, la documentación a presentar cuando se realice por primera vez una carga de cisternas para una planta satélite nueva y en cargas posteriores, la asignación de las cantidades cargadas en las cisternas a los contratos de acceso de los usuarios y la información que debe estar disponible en el SL-ATR sobre la carga de los camiones cisternas.

Para el suministro de gas a los consumidores finales mediante planta satélite de distribución, el encargado de la carga de las cisternas es el distribuidor, el cual presta al usuario que suministra el gas el servicio de transporte mediante camiones cisterna; para la prestación de este servicio, usuarios y distribuidor firman un acuerdo. Como novedad, se resalta la modificación de las responsabilidades con respecto a la elaboración del modelo de acuerdo señalado, asignando al distribuidor la tarea de diseñar dicho modelo, que incluirá los precios del servicio de transporte de las cisternas. Los modelos de los distribuidores serán publicados en sus páginas web y se regirán bajo los principios de transparencia, objetividad y no discriminación. Además, deberán notificarse a la CNMC, así como los nuevos precios de transporte de cisternas cada vez que estos se revisen. La CNMC podrá, en caso de estimarlo necesario para mantener los principios de elaboración de estos modelos, determinar mediante resolución las condiciones de prestación del servicio de transporte de camiones cisterna, incluyendo la cuantía de los costes y precios a cobrar por el distribuidor al usuario.

5.7. Capítulo VII: parámetros que determinan la operación normal de las infraestructuras y la realización de acciones de balance en PVB

La propuesta de resolución establece, en el Capítulo VII, el detalle de los parámetros de operación que ha de tener en cuenta el GTS a la hora de

determinar si le corresponde llevar a cabo una acción de balance en PVB, es decir, cuándo la red de transporte entra en riesgo de un funcionamiento anormal. Estos parámetros no cambian con respecto a los reflejados en las NGTS actualmente en vigor, manteniéndose como tales los límites ya aplicables en cuanto al nivel de existencias de gas en la red de transporte (límites máximos y mínimos admisibles y operativos, banda de variabilidad de la demanda, bandas de existencias y valor de referencia).

No obstante, se añaden al capítulo los criterios para determinar el funcionamiento en condiciones normales de las plantas de regasificación y de los almacenamientos subterráneos, que hasta el momento no habían sido definidos. Estos criterios son similares a los considerados en el caso de las acciones de balance en PVB. De esta manera, teniendo en cuenta las peculiaridades de cada tipo de instalación, se definen límites máximos y mínimos admisibles y de operación en las plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos, junto con su fórmula de cálculo, así como parámetros de control global de las existencias de GNL en el conjunto de las terminales de regasificación. Los parámetros de control en las plantas de regasificación son importantes pues permiten establecer el número de slots de carga/descarga disponibles para su oferta al mercado.

También se establecen en este capítulo directrices para la publicación y actualización de los parámetros citados, tanto en el PVB, como en el resto de instalaciones, con el fin de cumplir el objetivo de una gestión transparente y no discriminatoria de las instalaciones.

5.8. Capítulo VIII: cálculo de la capacidad de las instalaciones

El Capítulo VIII aglutina las disposiciones que contiene actualmente el Protocolo de detalle PD-10 sobre consideraciones para el cálculo de la capacidad de las instalaciones y la determinación de los rangos admisibles de funcionamiento de las mismas.

La metodología de cálculo de la capacidad en los diferentes tipos de instalaciones no cambia en la propuesta de resolución, distinguiéndose entre plantas de regasificación (capacidad de atraque, de carga/descarga/puesta en frío, de almacenamiento, de bombeo, de líneas de interconexión, etc.), almacenamientos subterráneos (capacidad de almacenamiento, de inyección/extracción, curvas características del almacén, etc.), yacimientos, redes de transporte, redes de distribución y plantas satélite de GNL.

El capítulo contiene además disposiciones necesarias para la publicación y la información sobre el cálculo de la capacidad de las distintas infraestructuras y la

elaboración y comunicación del documento de rangos admisibles que elabora el GTS periódicamente.

5.9. Capítulo IX: gas de operación o autoconsumo

El apartado 3 del Capítulo I define el gas de operación o autoconsumo como la cantidad de gas o GNL necesario para el correcto funcionamiento de los equipos e instalaciones del sistema gasista. Si bien esta definición no es nueva, hasta el momento no están regulados los aspectos que establezcan cómo ha de determinarse el gas de autoconsumo de manera detallada, salvo para el gas autoconsumido por buques metaneros.

Por eso, la propuesta de resolución recoge un nuevo capítulo no contenido en las NGTS actuales donde se indica, para cada tipo de instalación, dónde y por qué se produce el autoconsumo, cómo se mide, con qué periodicidad se realiza esta medición, cómo proceder en caso de fallo de la medición y la información que ha de facilitarse en relación a los autoconsumos.

En el caso de las plantas de regasificación, los autoconsumos de gas natural se producen en las calderas de las estaciones de regulación y medida, las calderas de los edificios anexos a la planta, los vaporizadores de combustión sumergida, las antorchas, los generadores de emergencia y las calderas de producción de vapor. Además, se producen autoconsumos por venteos (emisión de gas a la atmósfera) en los equipos dispuestos para ello y cuando se produce una inserción o se incorporan nuevas instalaciones en las plantas.

En el caso del gas de autoconsumo en los buques metaneros, no se han introducido cambios en las disposiciones que a día de hoy regulan su determinación, si bien se incrementan los porcentajes a aplicar como autoconsumos en las cargas de GNL en caso de anomalías en la medición de los autoconsumos.

Para la red de transporte, el gas autoconsumido es debido al consumo en las estaciones de compresión (por los turbocompresores, y las calderas de estaciones de regulación y medida y de edificios anexos) y de los propios gasoductos (en las calderas de las estaciones de regulación y medida y de edificios anexos). También se producen autoconsumos por venteos en las estaciones de compresión y cuando hay inserciones de nuevas posiciones o instalaciones.

Por último, en los almacenamientos subterráneos el autoconsumo se produce en turbocompresores y motocompresores, en la antorcha para alivio de la presión, en los equipos de regeneración y en las calderas de regulación y medida.

También podría haber pérdidas generadas por las despresurizaciones y arranques de los turbocompresores, y por inserciones e integración de nuevas instalaciones en actuaciones de ampliación.

En general, los autoconsumos se determinarán diariamente, mediante contadores volumétricos (por lo que han de emplearse factores de corrección y conversión a unidades energéticas), aunque también podrán realizarse estimaciones de volumen. Los valores diarios de autoconsumos serán enviados por el operador al SL-ATR antes de las 4 horas posteriores al cierre del día de gas y podrán ser revisados por el operador antes de las 7 horas y 45 minutos posteriores al cierre del día de gas. Posteriormente, durante el mes m+3, los responsables de proporcionar el valor del gas de operación o autoconsumos podrán remitir al SL-ATR un valor definitivo, para cada día del mes, del gas de operación o autoconsumo.

5.10. Capítulo X: revisiones y reclamaciones

En el Capítulo X, la propuesta de resolución desarrolla una propuesta del grupo de trabajo de las NGTS que nunca llegó a formar parte de las NGTS y que tiene como objetivo establecer el procedimiento para reclamar y revisar los procesos operativos de contratación, programación, nominación, cantidades transaccionadas mediante operaciones bilaterales y plataformas de negociación e intermediación, provisión de información, repartos, balances, liquidaciones y mermas.

Para cada uno de estos procesos, la resolución determina los aspectos que pueden reclamarse (en general, la información que se proporciona a los agentes a través de cada uno de los procesos), cuándo se puede reclamar, la información que debe proporcionar el agente que reclama, los responsables de tramitar la reclamación y los plazos para su resolución.

Según la fase del procedimiento de reclamaciones en el que se encuentre una reclamación, la propuesta clasifica la misma en:

- registrada: cuando se constata su existencia.
- en proceso: cuando el responsable de su tramitación ha iniciado su análisis.
- tramitada: cuando su análisis ha sido finalizado y el resultado se ha comunicado.
- rechazada: cuando no se modifica la información analizada.
- aceptada: cuando se modifica la información analizada.

Además, las reclamaciones podrán estar realizadas fuera de plazo o expiradas (si no se contesta en plazo).

Es importante señalar que los sujetos responsables de tramitar las reclamaciones podrán solicitar información adicional respecto a la reclamación a los agentes del sistema afectados. Además, cuando una reclamación dé lugar a un cambio en la información que proporciona el proceso, deberá comunicarse a todos los agentes afectados.

5.11. Capítulo XI: mermas

El objeto de este capítulo es establecer el detalle de la información a publicar en el SL-ATR y a facilitar a los usuarios relativa a las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas mensual y anual de las instalaciones del sistema gasista, así como el detalle de la información a contener en el informe anual sobre mermas que debe remitir el GTS a la CNMC. En su redacción se han tenido en cuenta las propuestas del grupo de trabajo de las NGTS al respecto.

Para cada uno de los tipos de instalaciones para los que se calcula un saldo de mermas (plantas de regasificación, redes de transporte y redes de distribución), la propuesta de resolución define las tablas donde deben incluirse los datos detallados sobre el cálculo de las mermas reales (entradas de gas a la instalación, salidas y autoconsumos si corresponde), las mermas retenidas (mermas retenidas a los usuarios y reparto de mermas retenidas entre operadores de redes de transporte) y los saldos de mermas. También se establecen las tablas que deben recoger la información a facilitar a los usuarios sobre el cálculo de sus correspondientes saldos de mermas y el gas que le ha sido retenido en concepto de mermas.

En el caso de las plantas de regasificación, la información se dará desagregada por planta; para las redes de transporte, los datos se publicarán para el conjunto de la red de transporte del titular; por último, en el caso de redes de distribución, la información se dará por punto de conexión transporte-distribución y distribución-distribución. Cuando en la red de distribución exista un punto de inyección de gases, se dará información al usuario sobre sus mermas retenidas.

La información sobre las mermas reales, mermas retenidas y saldo de mermas se publicarán en el SL-ATR, con carácter y detalle mensual y anual, según corresponda, en los plazos recogidos en los artículos 11.2 y 12.2 de la Circular 7/2021 de la CNMC, y será actualizada en las circunstancias y condiciones establecidas en dicha circular.

Para terminar, se recoge la información por tipo de instalación que debe facilitar a la CNMC el GTS en los informes anuales de supervisión y valoración de los saldos de mermas. Estos informes deben incluir toda la información necesaria para la correcta comprobación y aprobación de los mismos por parte de la

CNMC, aportándose datos anuales con desglose mensual. Además, los informes del GTS analizarán la evolución de las mermas reales en las instalaciones en relación con las mermas retenidas y los saldos de mermas, pudiendo proponer el GTS, si así lo estima oportuno, la modificación de los coeficientes de mermas retenidas en las instalaciones, si así lo estima oportuno.

En cualquier caso, la CNMC podrá solicitar mayor detalle de la información contenida en los informes del GTS, o información adicional a la misma, si así lo estimase necesario.

6. CONCLUSIONES

Esta memoria tiene por objeto explicar el contenido de la propuesta de resolución de la CNMC por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos, en cumplimiento de lo encomendado por el artículo 65 de la ley 34/1998, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, centrándose en las novedades.

La propuesta de resolución adapta, a los nuevos modelos de acceso y balance definidos por la CNMC en el sistema gasista, las actuales normas de gestión y operación técnica del sistema en relación con las programaciones, nominaciones, repartos, balance, mermas, autoconsumos y la gestión y uso de las conexiones internacionales. Además, responde a la necesidad de dar cumplimiento y desarrollar lo dispuesto en las Circulares de la CNMC 8/2019, 2/2020 y 7/2021, en sus referencias a la aplicación de la metodología establecida en la normativa de gestión técnica del sistema correspondiente en algunos de los aspectos que regulan.

La propuesta se organiza en once capítulos, que definen procedimientos y mecanismos de gestión del sistema gasista, siempre respetando los principios de objetividad, transparencia y no discriminación. Estos procedimientos son imprescindibles para correcta operación técnica del sistema, coordinando la actividad de todos los agentes que intervienen en el mercado en relación con dichos procedimientos y la comunicación de la información necesaria para ello. Así, se garantiza un funcionamiento eficiente y ordenado del conjunto de instalaciones y agentes que conforman el sistema gasista, lo que contribuirá a una continuidad y calidad del suministro mejor y más eficiente y, por ende, a la sostenibilidad económica y medioambiental del sistema.