

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

19608 *Resolución de 10 de noviembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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.*

De acuerdo con el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, así como con el artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, ambos en su 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 a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, la Sala de Supervisión Regulatoria acuerda lo siguiente:

Antecedentes

En fecha 12 de enero de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» 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 a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

Entre otros, el Real Decreto-ley 1/2019 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, y asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de regular aquellos aspectos que quedan dentro del ámbito de sus competencias y que se recogen en dicho artículo 65.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha sometido la presente propuesta a trámite de audiencia de los interesados a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. Así, con fecha 29 de abril de 2022, y de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se envió al Consejo Consultivo de Hidrocarburos la «Propuesta de resolución 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», a fin de que sus miembros pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas en el plazo de veinte días hábiles.

Asimismo, en fecha 29 de abril de 2022, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los interesados formularan sus alegaciones en el mismo plazo de 20 días hábiles.

Fundamentos de Derecho

Único. *Normativa aplicable y habilitación competencial.*

En fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, 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 a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

Dicho Real Decreto-ley modificó el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, a fin de incorporar la función de aprobación, mediante circular, de diversas metodologías que afectan al sector del gas natural. En cumplimiento de ello, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó, entre otras, la Circular 2/2020, de 9 de enero, sobre metodología para la prestación de servicios de balance en la red de gas natural (artículo 7.1.e de la Ley 3/2013), la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, sobre metodología de acceso a las instalaciones del sistema gasista [artículo 7.1.f)] y 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 [artículo 7.1.d)].

Además, este Real Decreto-ley modificó el artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, asignando a esta Comisión la función de regular los siguientes aspectos:

«Artículo 65. *Normas de gestión técnica del sistema.*

1. El Ministerio para la Transición Ecológica y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobarán, en el ámbito de sus competencias, la normativa de gestión técnica del sistema que tendrá por objeto propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los transportistas.

[...]

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia regulará los siguientes aspectos:

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.»

En virtud de cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resuelve:

Primero.

Aprobar la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos, que se adjunta en el anexo a esta resolución.

Esta normativa estará asimismo disponible en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es) y en la página web del gestor técnico del sistema (www.enagas.es).

Segundo.

La presente resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», siendo de aplicación el día 1 del sexto mes desde dicha fecha, a excepción de lo establecido en el capítulo X. Revisiones y reclamaciones, que será de aplicación transcurridos doce meses desde la fecha de publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Comuníquese esta resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas y al gestor técnico del sistema.

La presente resolución agota la vía administrativa, no siendo susceptible de recurso de reposición. Puede ser recurrida, no obstante, ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional cuarta.5 de la Ley 29/1998, de 13 de julio.

Madrid, 10 de noviembre de 2022.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiú García-Ovies.

ANEXO

Normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos

ÍNDICE

Capítulo I. Consideraciones generales.

1. Objeto.
2. Ámbito de aplicación.
3. Definiciones.
4. Unidades.
5. Condiciones generales de recepción y entrega de gas.
6. Condiciones generales para el uso de las redes de transporte.
7. Condiciones generales para el uso de las redes de distribución.
8. Indisponibilidades en instalaciones.

Capítulo II. Programaciones.

1. Objeto y carácter de las programaciones.
2. Tipos de programación.
3. Agentes y servicios sujetos a programación.
4. Contenido de las programaciones.
 - 4.1 Contenido general.
 - 4.2 Contenido específico de las programaciones de inyección de otros gases.
 - 4.3 Contenido específico de las programaciones de demanda.
 - 4.4 Contenido específico de las programaciones en AVB.
 - 4.5 Contenido específico de las programaciones en TVB.
 - 4.6 Contenido específico de las programaciones en PVB.
5. Tratamiento de las programaciones.
 - 5.1 Estado de las programaciones.
 - 5.2 Consideraciones generales.
 - 5.3 Tratamiento en AVB.
 - 5.4 Tratamiento en TVB.
6. Calendario de programaciones.
 - 6.1 Programaciones anuales.
 - 6.2 Programaciones mensuales.
 - 6.3 Programaciones semanales.

Capítulo III. Nominaciones y renominaciones.

1. Objeto y carácter de las nominaciones y renominaciones.
2. Agentes y servicios sujetos a nominación.
3. Contenido de las nominaciones/renominaciones.

- 3.1 Contenido general.
- 3.2 Contenido específico de las nominaciones/renombraciones de demanda.
- 3.3 Contenido específico de las nominaciones/renombraciones en AVB.
- 3.4 Contenido específico de las nominaciones/renombraciones en TVB.
 - 3.4.1 Información de detalle a proporcionar por los usuarios en relación con los servicios prestados con buques (PCDB).
 - 3.4.2 Demoras en los servicios prestados con buques.
- 3.5 Contenido específico de las nominaciones/renombraciones en PVB.
4. Tratamiento de las nominaciones/renombraciones.
 - 4.1 Estado de las nominaciones/renombraciones.
 - 4.2 Consideraciones generales.
 - 4.3 Tratamiento en AVB.
 - 4.4 Tratamiento en TVB.
 - 4.4.1 Servicios prestados mediante slots (PCDB).
 - 4.5 Tratamiento en PVB.
 - 4.6 Casación en puntos de conexión entre dos infraestructuras diferentes.
5. Calendario de nominaciones/renombraciones.

Capítulo IV. Repartos.

1. Puntos de reparto del sistema gasista.
2. Responsables del reparto.
3. Procedimientos de reparto.
 - 3.1 Criterios generales.
 - 3.2 Repartos en los puntos PCI, PCY, PCAS, PCPR.
 - 3.3 Repartos en los puntos PCTG y PCDG.
 - 3.4 Repartos en los puntos PCLD.
 - 3.5 Repartos en puntos PCDB.
 - 3.6 Repartos en los puntos PCCC.
 - 3.7 Repartos en los puntos PCTD y PCDD.
 - 3.7.1 Consumo en puntos de suministro con teled medida para el reparto diario provisional (d+1).
 - 3.7.2 Consumo diario en el grupo de reparto Consumidores tipo 1 para el reparto diario provisional (d+1).
 - 3.7.3 Consumo diario en el grupo de reparto Consumidores tipo 2 para el reparto diario provisional (d+1).
 - 3.7.4 Consumo en puntos de suministro con teled medida para el reparto final provisional (m+3) y el reparto final definitivo (m+15).
 - 3.7.5 Consumo diario en puntos de suministro sin teled medida para el reparto final provisional (m+3) y el reparto final definitivo (m+15).
 - 3.7.6 Asignación de provincias a zonas climáticas.
4. Calendario de repartos.
 - 4.1 Reparto diario provisional (d+1).
 - 4.2 Reparto final provisional (m+3).
 - 4.3 Reparto final definitivo (m+15).
5. Controles para el reparto en los puntos PCTD, PCDD, PCLD, PCTG y PCDG.
 - 5.1 Máxima cantidad previsible en puntos PCTD, PCDD, PCLD, PCTG y PCDG.

- 5.2 Controles en repartos diarios provisionales (d+1) en PCTD/PCDD y PCLD.
- 5.3 Revisión del GTS del reparto diario provisional (d+1) en puntos PCTD y PCDD.
- 5.4 Intervención especial del GTS ante situaciones excepcionales de alto impacto en el reparto diario provisional en puntos PCTD, PCDD y PCLD.

6. Información a proporcionar sobre los repartos en puntos PCTD Y PCDD.

- 6.1 Envío de la información del reparto diario provisional (d+1).
- 6.2 Envío de la información del reparto final provisional (m+3).
- 6.3 Envío de la información del reparto final provisional (m+15).

Capítulo V. Balance.

- 1. Condiciones generales.
- 2. Balances físicos de las instalaciones.

- 2.1 Conceptos generales.
- 2.2 Balance físico en las plantas de regasificación.
- 2.3 Balance físico en las redes de transporte.
- 2.4 Balance físico en los almacenamientos subterráneos .
- 2.5 Balance físico en la red de distribución.

3. Balances individuales de los usuarios.

- 3.1 Conceptos generales.
- 3.2 Balances individuales de los usuarios en TVB.

- 3.2.1 Balance diario provisional (d+1).
- 3.2.2 Balance diario final provisional (m+3).
- 3.2.3 Balance diario final definitivo (m+15).

3.3 Balances individuales de los usuarios en PVB 72

- 3.3.1 Balance diario provisional (d+1).
- 3.3.2 Balance diario final provisional (m+3).
- 3.3.3 Balance diario final definitivo (m+15).

- 3.4 Balances individuales de los usuarios en AVB.
- 3.5 Calendario para la elaboración de los balances individuales de los usuarios.
- 3.6 Prebalance del día de gas.

- 4. Determinación de otros balances.
- 5. Provisión de información sobre el balance.

- 5.1 Flujos de comunicación en el día d-1 para el día de gas d.
- 5.2 Flujos de comunicación en el día d para el día de gas d (intradarios) 79.
- 5.3 Indicadores en relación con la provisión de información a los usuarios sobre el balance 82

Capítulo VI. Condiciones generales para la gestión de cisternas de GNL.

- 1. Designación del expedidor.
- 2. Asignación de plantas satélite a plantas de regasificación.
- 3. Documentación a presentar antes de la primera carga.
- 4. Transporte de cisternas.
- 4.1 Costes de transporte en plantas satélite conectadas a redes de distribución.
- 4.2 Documentación para realizar la carga.
- 5. Asignación a contratos de las cantidades cargadas en la planta de regasificación.

6. Anulación de pedidos.
7. Información disponible.

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

1. Objeto.
2. Parámetros de la red de transporte.
 - 2.1 Nivel de existencias en la red de transporte.
 - 2.2 Bandas de existencias en la red de transporte.
 - 2.3 Valor de Referencia del nivel de existencias en la red de transporte.
 - 2.4 Publicación del desbalance agregado previsto.
 - 2.5 Cálculo de los parámetros de la red de transporte.
3. Parámetros de plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos.
 - 3.1 Nivel de existencias en plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos.
 - 3.2 Parámetros técnicos en plantas de regasificación.
 - 3.2.1 Determinación del Límite Mínimo de Operación en planta (LMínOP).
 - 3.2.2 Determinación del Límite Máximo de Operación en planta (LMáxOP).
 - 3.2.3 Parámetros de control global de existencias en el conjunto de las plantas de regasificación.
 - 3.2 Parámetros técnicos en almacenamientos subterráneos.
 - 3.3 Publicación de los parámetros técnicos.

Capítulo VIII. Cálculo de la capacidad de las instalaciones.

1. Consideraciones generales.
2. Identificación de variables de control relacionadas con la capacidad disponible en las entradas de gas natural y de GNL al sistema.
3. Cálculo de la capacidad de plantas de regasificación.
 - 3.1 Capacidad de atraque de buques.
 - 3.2 Capacidad de descarga de buques.
 - 3.3 Capacidad de almacenamiento en tanques.
 - 3.4 Capacidad de bombeo primario y secundario.
 - 3.5 Capacidad de líneas de interconexión de líquido-gas.
 - 3.6 Capacidad de vaporizadores de agua de mar.
 - 3.7 Capacidad de vaporizadores de combustión sumergida.
 - 3.8 Capacidad de carga de cisternas.
 - 3.9 Capacidad de carga y puesta en frío de buques.
 - 3.10 Capacidades a publicar.
4. Cálculo de la capacidad de almacenamientos subterráneos (AASS).
 - 4.1 Capacidad de almacenamiento.
 - 4.2 Capacidad de inyección y extracción.
 - 4.2.1 Curva características de la formación almacén.
 - 4.2.2 Curva de declino.
 - 4.2.3 Unidades de compresión.
 - 4.2.4 Válvula de «choke».
 - 4.2.5 «Tubing».
 - 4.2.6 Planta de tratamiento.

- 4.3 Capacidades a publicar.
 - 5. Capacidad de los yacimientos y plantas de producción de otros gases.
 - 6. Cálculo de la capacidad de infraestructuras de transporte.
 - 6.1 Cálculo de la capacidad de un gasoducto.
 - 6.1.1 Influencia del diámetro interno y el factor de fricción.
 - 6.1.2 Influencia de la presión.
 - 6.1.3 Otros factores que influyen en la capacidad de un gasoducto.
 - 6.1.4 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de un gasoducto.
 - 6.2 Cálculo de la capacidad de una estación de compresión.
 - 6.3 Cálculo de la capacidad de una estación de regulación y medida (ERM) y/o en una instalación de medida (EM).
 - 6.3.1 Conjunto de las válvulas de regulación.
 - 6.3.2 Unidad de medida.
 - 6.3.3 Medidores por ultrasónicos.
 - 6.3.4 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de una estación de regulación y/o medida 116
 - 6.4 Cálculo de la capacidad de llenado de un gasoducto.
 - 6.5 Cálculo de la capacidad de una conexión internacional.
 - 7. Cálculo de la capacidad de un sistema de transporte.
 - 7.1 Cálculo de las capacidades útiles y disponible.
 - 7.2 Capacidades a publicar.
 - 8. Cálculo de la capacidad de redes de distribución.
 - 8.1 Aspectos relevantes para el cálculo de la capacidad.
 - 8.2 Cálculo de las capacidades útiles y disponibles.
 - 9. Cálculo de la capacidad de plantas satélites de GNL.
 - 9.1 Capacidad de almacenamiento.
 - 9.2 Capacidad de vaporización.
 - 9.3 Capacidad de regulación.
 - 9.4 Capacidad de descarga.
 - 9.5 Capacidades a publicar.
- Capítulo IX. Gas de operación o autoconsumo.
- 1. Consideraciones generales.
 - 2. Gas de operación o autoconsumo en plantas de regasificación.
 - 3. Gas de operación o autoconsumo en buques metaneros.
 - 3.1 Criterios generales.
 - 3.2 Medición en caso de anomalía.
 - 3.2.1 Tipo 1. La instalación carece de alguna de las aprobaciones, certificados o precintos descritos en el apartado 3.1 de este capítulo.
 - 3.2.2 Tipo 2. Inexistencia de equipo de medición y resto de anomalías.
 - 4. Gas de operación o autoconsumo en la red de transporte.
 - 5. Gas de operación o autoconsumo en los almacenamientos subterráneos.

Capítulo X. Revisiones y reclamaciones.

1. Objeto.
2. Consideraciones generales.
3. Reclamaciones sobre contratación.
 - 3.1 Información a cumplimentar en la reclamación.
 - 3.2 Plazos de reclamación.
4. Reclamaciones sobre programación y nominación.
 - 4.1 Información a cumplimentar.
 - 4.2 Plazos de reclamación.
5. Reclamaciones sobre cantidades transaccionadas mediante operaciones bilaterales y plataformas.
 - 5.1 Información a cumplimentar.
 - 5.2 Plazo de reclamación.
6. Reclamaciones sobre provisión de información.
 - 6.1 Información a cumplimentar.
 - 6.2 Plazos de reclamación.
7. Reclamaciones sobre repartos y balances.
 - 7.1 Información a cumplimentar para revisiones.
 - 7.2 Plazos de reclamación.
8. Reclamaciones sobre liquidaciones de recargos por desbalances y acciones de balance y gestión de desbalance por el GTS.
 - 8.1 Información a cumplimentar.
 - 8.2 Plazos de reclamación.
9. Reclamaciones sobre mermas.
 - 9.1 Información a cumplimentar.
 - 9.2 Plazos de reclamación.

Capítulo XI. Información sobre las mermas.

1. Objeto.
2. Condiciones generales.
3. Información sobre mermas en plantas de regasificación.
4. Información sobre mermas en la red de transporte.
5. Información sobre mermas en la red de distribución.
6. Informe anual de supervisión y valoración de mermas a elaborar por el gTS.

CAPÍTULO I

Consideraciones generales

1. Objeto

El objeto de esta normativa consiste en establecer los procedimientos y mecanismos de gestión técnica del sistema en relación con las programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos, con la finalidad de propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural,

coordinando la actividad de todos los agentes que intervienen en el sistema gasista en relación con estos procesos y respetando los principios de eficiencia, objetividad, transparencia y no discriminación.

2. *Ámbito de aplicación*

La presente normativa será de aplicación al gestor técnico del sistema gasista (en adelante, GTS), a todos los sujetos que accedan a dicho sistema, a los operadores de las instalaciones gasistas y a los consumidores.

Esta normativa se aplicará en todas las instalaciones del sistema gasista español, definidas en el artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

3. *Definiciones*

Además de las definiciones ya incorporadas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, así como de las incorporadas en la Circular 2/2020, de 9 de enero, en la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, en la Circular 3/2017, de 22 de noviembre, y en el resto de normativa de gestión técnica del sistema, a los solos efectos de la presente resolución se consideran las siguientes definiciones:

1. Año de gas: por año de gas se entenderá lo establecido en la Circular 3/2017, excepto para almacenamientos subterráneos, para los cuales el año de gas será el periodo que abarca desde el día 1 de abril de un año hasta el 31 de marzo del año siguiente.
2. Día de gas: Por día de gas se entenderá lo establecido en la Circular 2/2020.
3. Consumidores finales: Se entenderá lo establecido en la Ley 34/1998, de 4 de octubre.
4. Demanda convencional: Es la cantidad de gas consumida por los usuarios doméstico-comerciales e industriales del sistema gasista.
5. Demanda eléctrica: es la cantidad de gas consumida por las centrales de generación eléctrica. No se incluyen en este apartado las cogeneraciones, que tendrán consideración de demanda convencional.
6. Demanda para transporte: Aquella demanda de gas/GNL destinada al uso como combustible para el transporte, tanto terrestre como marítimo.
7. Mecanismo de comunicación: Canal para realizar los procesos y enviar información necesaria (incluyendo cualquier notificación, envío de información, confirmación, petición, aprobación o aceptación relacionadas con los procesos) en el sistema gasista.
8. Bunkering de GNL: Operación de carga de GNL en un buque para emplearlo como combustible en el transporte marítimo, o para su posterior venta como combustible de buque.
9. Punto Virtual de Balance (PVB): Se entenderá lo establecido en la Circular 2/2020.
10. Tanque Virtual de Balance (TVB): Se entenderá lo establecido en la Circular 2/2020.
11. Almacenamiento Virtual de Balance (AVB): Se entenderá lo establecido en la Circular 2/2020.
12. Punto de conexión virtual (VIP): Se entenderá lo dispuesto en la Circular 3/2017.

13. Puntos del sistema gasista: Punto donde tienen lugar alguno de los procesos de operación regulados en esta resolución. Se considerarán los siguientes puntos:

a) Puntos de conexión de la red de transporte con:

- Gasoductos de transporte de otros países y puntos de interconexión virtual (PCI).
- Almacenamiento Virtual de Balance (PCAS).
- Tanque Virtual de Balance (PCPR).
- Yacimientos (PCY).
- Inyección de otros gases (PCTG).
- Redes de transporte de otros operadores (PCTT).
- Líneas directas o consumidores finales (PCLD).
- Redes de distribución (PCTD).

b) Otros puntos de conexión de la red de distribución con:

- Redes de distribución de otros operadores (PCDD).
- Inyección de otros gases (PCDG). Dentro de este punto se incluirá, tanto la inyección directa en red de distribución, como la inyección en planta satélite conectada a red de distribución.

c) Otros puntos del sistema gasista:

- Punto de carga y descarga de GNL en el Tanque Virtual de Balance (PCDB). Dentro de este punto se incluirá, tanto la descarga de GNL de buque a planta de regasificación, como la carga de GNL desde planta a buque, el trasvase de GNL entre buques y la puesta en frío de buques.
- Punto de carga de GNL a cisternas en plantas de regasificación (PCCC).

14. Punto de suministro: cualquier punto por el que el gas procedente del sistema entra en las instalaciones del consumidor final del gas. Los puntos de suministro se clasificarán:

a) Según la presión de diseño utilizada para el suministro. A efectos del reparto, se considerarán los siguientes grupos de reparto:

- Consumidores con teled medida: Consumidores con puntos de suministro que cuentan con teled medida, independientemente de la presión a la que se suministren y su nivel de consumo.
- Consumidores tipo 1: Consumidores con puntos de suministro que no disponen de teled medida, y que, o bien están suministrados a presión mayor de 4 bar, o bien estando suministrados a presión menor o igual a 4 bar, consumen más de 50.000 kWh/año.
- Consumidores tipo 2: Consumidores que no disponen de teled medida suministrados a presión inferior o igual a 4 bar y consumo igual o inferior a 50.000 kWh/año.

b) Según la periodicidad de la lectura de su consumo:

- Lectura efectuada una o varias veces al día (teled medida).
- Lectura efectuada mensualmente.
- Lectura efectuada con periodicidad superior a un mes.

c) Según puedan condicionar la operación normal de la red que les suministra:

- Todos los puntos de suministro que puedan condicionar la operación en redes de presión superior a 16 bar con caudales horarios contratados iguales o superiores a 25.000 m³(n)/h.
- Aquellos puntos de suministro en redes de presión superior a 16 bar que, por su consumo, tipo o ubicación puedan condicionar la operación normal de estas redes. Estos serán definidos anualmente por el GTS con la información de transportistas y

distribuidores y comunicados a la CNMC y a la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEM).

15. Red lineal: Gasoducto en el que sus puntos de salida están alimentados por un único punto de entrada.

16. Red mallada: Gasoducto en el que sus puntos de salida están alimentados desde varios puntos de entrada.

17. Usuario: se entenderá lo establecido en la Circular 2/2020.

18. Cargador: Persona física o jurídica bajo cuya responsabilidad se realizan las operaciones de carga de GNL. Se entenderá por cargador el operador de la planta de regasificación donde tiene lugar la carga.

19. Descargador: Persona física o jurídica bajo cuya responsabilidad se realizan las operaciones de descarga del GNL. Se entenderá por descargador el operador de la planta de regasificación donde tiene lugar la descarga de buques.

20. Transporte de cisternas de GNL: Toda operación de transporte de camiones cisterna por carretera realizada total o parcialmente por vías públicas, incluidas las actividades de carga y descarga de las mercancías peligrosas. No se incluyen los transportes efectuados íntegramente dentro del perímetro de un terreno cerrado.

21. Expedidor: Persona física o jurídica por cuya orden y cuenta se realiza la carga de mercancía peligrosa, para lo cual se realiza el transporte figurando como tal en la carta de porte.

22. Transportista de cisternas: Persona física o jurídica que asume la obligación de realizar el transporte de camiones cisterna por vías públicas, contando a tal fin con su propia organización empresarial.

23. Pedido: Número asignado a través del SL-ATR por el cargador para cada cisterna o destino que considere viable.

24. Plantas satélite monocliente: Aquellas que alimentan a un único consumidor final.

25. Plantas satélite de distribución: Aquellas que alimentan a una o varias redes de distribución.

26. Balance: Proceso de evaluación de las existencias de gas, tanto físico para las instalaciones o agrupaciones de estas, como comercial para cada usuario.

27. Acción de balance en PVB: Se entenderá lo establecido en la Circular 2/2020.

28. Nominación: Se entenderá lo establecido en la Circular 8/2019.

29. Renominación: Se entenderá lo establecido en la Circular 8/2019.

30. Programación: Se entenderá lo establecido en la Circular 8/2019.

31. Periodo de balance: Se entenderá lo establecido en la Circular 2/2020.

32. Reparto: Se entenderá lo establecido en la Circular 2/2020.

33. Cuenta de Balance Operativo u Operational Balancing Account (OBA): cuenta en la que se acumulan cantidades de gas/GNL determinadas por la diferencia entre la cantidad total medida en el punto de conexión que corresponda y la suma de los repartos de los usuarios en dicho punto de conexión.

34. Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes (SL-ATR): Sistema de información y comunicación entre los distintos sujetos del sistema gasista, que sirve de soporte a la gestión del ciclo completo de gas: establecimiento de garantías, contratación, programaciones y nominaciones, mediciones, repartos, balances y liquidaciones.

35. Capacidad: Se entenderá lo establecido en la Circular 8/2019.

36. Capacidad nominal: Es la capacidad máxima de una instalación, que estará autorizada por la autoridad competente correspondiente. Esta establece la capacidad utilizable en operación normal, sin incluir los equipos de emergencia o reserva, y sin considerar los posibles márgenes operacionales y restricciones que puedan derivarse de las características de las instalaciones a las que está conectada.

37. Capacidad mínima de operación: Es aquella por debajo de la cual no puede utilizarse la instalación de forma continuada en el tiempo, al no estar garantizada la

fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación, ni el cumplimiento de los requisitos medioambientales.

38. Capacidad útil de una instalación: Es la capacidad nominal menos la capacidad mínima de operación, en caso de existir esta última. En el caso de un almacenamiento subterráneo, será la capacidad nominal menos la capacidad ocupada por el gas colchón que no puede ser extraída mediante medios mecánicos.

39. Capacidad disponible: Es la diferencia entre la capacidad útil y la capacidad contratada.

40. Capacidades de inyección y extracción de un almacenamiento subterráneo: caudales de gas natural que consigue vehicular la instalación cuando realiza las acciones de inyectar o extraer gas del almacenamiento subterráneo, respectivamente.

41. Gas colchón de un almacenamiento subterráneo: Volumen de gas contenido en el almacenamiento subterráneo que es necesario para poder extraer el gas a la presión de diseño del gasoducto al que se conecta el almacenamiento.

42. Gas extraíble por medios mecánicos de un almacenamiento subterráneo: Parte del gas colchón que puede ser extraído mediante medios mecánicos, a una presión inferior a la de diseño del gasoducto al que se conecta el almacenamiento, de manera reversible, sin dañar la estructura del almacenamiento, que podría ser extraída en situaciones de emergencia.

43. Existencias útiles de un almacenamiento subterráneo: Volumen de gas contenido en la capacidad útil del almacenamiento subterráneo. El gas útil es la diferencia entre las existencias totales de gas contenidas en el almacenamiento y el gas colchón.

44. Indisponibilidad de una instalación: Cualquier situación de limitación total o parcial del funcionamiento de alguna instalación del sistema gasista, ya sea motivada por mantenimientos, puesta en marcha de infraestructuras, o por una emergencia, fuerza mayor, caso fortuito o cualquier otra circunstancia.

45. Nivel de existencias en la red de transporte o linepack: Es la cantidad de gas almacenado en la red de transporte.

46. Presión máxima de diseño de gasoductos: Presión máxima de trabajo para la que ha sido diseñado un gasoducto.

47. Presiones relativas mínimas de garantía en los puntos de conexión de la red de transporte: Presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación en los puntos de conexión de redes de transporte.

48. Presiones relativas mínimas de garantía en los puntos de suministro de la red de distribución: Presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación en los puntos de suministro de las redes de distribución.

49. Valor de referencia de existencias en la red de transporte: Volumen de gas en la red de transporte que determina los parámetros técnicos de la operación normal de la misma y la realización de acciones de balance en PVB por el GTS.

50. Talones de planta de regasificación: Volumen de GNL que determina la capacidad mínima de operación de los tanques. Su valor depende de las características constructivas de cada tanque y será acreditado por los titulares de las instalaciones en base a sus características técnicas y a lo establecido en la normativa.

51. Gas de operación o autoconsumo: Gas necesario para el correcto funcionamiento de los equipos e instalaciones del sistema gasista.

52. Revisión: Proceso de comprobación de la información enviada por parte del responsable correspondiente, que puede resultar en una modificación o no de la misma.

53. Reclamación: Comunicación por parte de un sujeto afectado de la no conformidad con la información comunicada, previamente enviada por el responsable correspondiente, o con la información procesada/calculada por el SL-ATR.

4. Unidades

En esta normativa de gestión técnica del sistema se consideran las siguientes unidades, que serán de uso obligatorio para efectuar los procesos de contratación, programación, nominación, renominación, reparto y balance:

- Unidad volumétrica para GNL: m³ de GNL.
- Unidad volumétrica para gas: m³(n), en condiciones normales de presión y temperatura (0 °C y 1,01325 bar).
- La unidad energética será el kWh.
- Las capacidades de entrada y salida de las instalaciones gasistas se expresarán en kWh/h o kWh/día, en m³ de GNL/h, m³(n)/h, m³(n)/día y millones de m³(n)/año (bcm/año).
- La capacidad de almacenamiento de las instalaciones gasistas se expresará en kWh, m³(n), y la capacidad almacenada en kWh y en m³(n) de gas o de GNL.
- La unidad de presión es el bar.
- La unidad de temperatura es el °C.

5. Condiciones generales de recepción y entrega de gas

El gas/GNL introducido por los puntos de entrada del sistema gasista deberá cumplir con las especificaciones de calidad que se determinen en la normativa vigente. El gas/GNL se mantendrá indiferenciado con el resto del gas/GNL que, en cada momento, se encuentre en las infraestructuras de las plantas de regasificación, transporte, distribución o almacenamiento subterráneo. El operador y el GTS no tendrán la obligación de entregar a los usuarios, en los puntos de salida del sistema gasista, exactamente las mismas características de gas que cada usuario haya introducido por los puntos de entrada del sistema, siempre que el gas cumpla con la especificación de calidad establecida en la normativa vigente y se entregue la cantidad acordada en términos de energía.

Los operadores deberán informar al GTS y a todos los operadores y usuarios afectados, tan pronto como sea posible, de cualquier deficiencia en la calidad del gas estimando y la duración posible del incumplimiento, realizando las correcciones necesarias para que el gas cumpla con la especificación.

6. Condiciones generales para el uso de las redes de transporte

La red básica de gasoductos de transporte debe dimensionarse de tal forma que se pueda mantener una presión mínima de 40 bar.

Las presiones mínimas en condiciones normales de operación en los puntos de conexión de redes de transporte existentes y de nueva construcción serán las acordadas de forma transparente y no discriminatoria entre las partes en función de la ubicación del punto de conexión y teniendo en cuenta una operación eficiente de las redes. No obstante, con carácter general las presiones mínimas garantizadas serán:

- Puntos de conexión de gasoductos de transporte básico y transporte secundario con líneas directas que tengan por objeto llevar el gas a un solo consumidor final y con redes de distribución: 16 bar.
- Puntos de conexión de gasoductos de transporte básico con otros gasoductos de transporte básico o secundario:
 - Si el punto de conexión se encuentra situado dentro de una red mallada: 40 bar;
 - si el punto de conexión está en una red lineal a partir de una red mallada con un único sentido de flujo: 30 bar.
- Puntos de conexión entre gasoductos de transporte secundario: 16 bar.

– Puntos de conexión de gasoductos de transporte secundario con otros gasoductos de secundario:

- Si el punto de conexión se encuentra situado dentro de una red mallada: 40 bar;
- si el punto de conexión está en una red lineal a partir de una red mallada con un único sentido de flujo: 30 bar.

Cuando en alguna zona de la red básica, por incremento de los caudales transportados, se alcansasen o se previese que se pueden alcanzar las presiones mínimas establecidas en este apartado, se actuará de la siguiente manera:

1. El operador lo pondrá en conocimiento del GTS.
2. El GTS analizará la situación y, en su caso, declarará los gasoductos afectados como saturados, proponiendo las medidas correctoras necesarias, que podrán incluir medidas restrictivas a nuevas contrataciones o incrementos de las existentes.
3. Se suspenderá la obligatoriedad de cumplir con las presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación hasta la entrada en servicio de las medidas correctoras propuestas.

En cualquier caso, el operador de la red de transporte informará, de forma transparente y no discriminatoria, a los consumidores con consumos superiores a 100 GWh/año y al GTS, de los niveles de presión que puede garantizar en las distintas zonas de su red.

7. Condiciones generales para el uso de las redes de distribución

Las presiones mínimas en condiciones normales de operación en los puntos de conexión entre redes de distribución de diferente titular serán las acordadas entre los operadores de distribución, de forma transparente y no discriminatoria, en función de la ubicación del punto de conexión, en coordinación con el GTS y el operador aguas arriba. Estos acuerdos deberán permitir el cumplimiento de las presiones mínimas en los puntos de suministro que se exponen a continuación.

Las presiones mínimas en condiciones normales de operación en los puntos de suministro en las redes de distribución del gas natural serán las siguientes:

- 18 mbar relativos, si están situados en una red de presión no superior a 0,05 bar.
- 50 mbar relativos, si están situados en una red de presión superior a 0,05 bar y hasta 0,4 bar.
- 0,4 bar relativos, si están situados en una red de presión superior a 0,4 bar y hasta 4 bar.
- 3 bar relativos, si están situados en una red de presión superior a 4 bar y hasta 16 bar.
- 16 bar relativos, si están situados en una red de presión superior a 16 bar.

En caso de que un usuario necesite presiones de suministro por encima de las establecidas en cada rango, se podrá llegar a acuerdos particulares entre las partes, sobre bases objetivas, transparentes y no discriminatorias.

En cualquier caso, el operador de la red de distribución informará, de forma transparente y no discriminatoria, a los clientes con consumos superiores a 100 GWh/año y al GTS, de los niveles de presión que puede garantizar en las distintas zonas de su red.

8. Indisponibilidades en instalaciones

Los operadores de las instalaciones del sistema gasista informarán al GTS y a los sujetos con contratos de acceso en vigor de cualquier modificación o cambio en curso o previsto que afecte, o pueda afectar, a las características o a la operatividad de las infraestructuras. Además, realizará sus mejores esfuerzos para reducir al mínimo el

impacto y la duración de dicha modificación o cambio sobre la prestación de los servicios de las instalaciones afectadas.

En caso de que, como consecuencia de la referida modificación o cambio se redujese la capacidad útil de las infraestructuras por debajo de la capacidad contratada, la capacidad remanente se repartirá, si procede, conforme a lo establecido en el capítulo III. Nominaciones de esta resolución.

CAPÍTULO II

Programaciones

1. Objeto y carácter de las programaciones

El objeto de las programaciones es que los operadores de las instalaciones puedan organizar la gestión de las mismas y que el GTS pueda desarrollar sus funciones como responsable de la gestión técnica del sistema gasista y de mantener la seguridad de suministro. Esta información constituirá la base para la monitorización continua por parte del GTS del estado del sistema gasista, en los diferentes horizontes temporales. Por eso, los agentes que programen deberán realizar sus mejores esfuerzos para proporcionar la información más ajustada posible de sus previsiones de demanda y uso de las infraestructuras.

Las programaciones tendrán, en general, carácter informativo. No obstante, cuando la programación, en especial la de menor horizonte temporal, de uno o varios usuarios se desvíe significativamente de los movimientos finalmente realizados por dichos usuarios, y estos desvíos hayan afectado a la operación del sistema con menoscabo de la seguridad de suministro, o a los derechos adquiridos por terceros, el GTS lo pondrá en conocimiento de la CNMC y de la DGPEM.

Además, el GTS y los operadores de infraestructuras informarán en los plazos establecidos de las fechas de mantenimientos programados, así como de otros condicionantes de la capacidad disponible adicionales, que puedan afectar a las programaciones.

Las programaciones se realizarán a través del SL-ATR. Toda la información en relación con las programaciones podrá ser consultada en el SL-ATR por parte del agente que la envíe y con el mismo nivel de detalle que el requerido. Además, el GTS dará acceso a la DGPEM y a la CNMC a toda la información sobre las capacidades de las instalaciones y sus programaciones.

2. Tipos de programación

Se considerarán los siguientes tipos de programación, en función de la periodicidad con la que se realizan:

1. Programaciones anuales: Se realizarán una vez en cada año de gas, proporcionándose información sobre el uso de las infraestructuras para el año de gas siguiente.

2. Programaciones mensuales: Se realizarán una vez cada mes, proporcionándose información sobre el uso de las infraestructuras para los doce meses siguientes.

3. Programaciones semanales: Se realizarán una vez a la semana, proporcionándose información sobre el uso de las infraestructuras durante 7 días, desde el sábado de cada semana hasta el viernes de la semana siguiente.

3. Agentes y servicios sujetos a programación

Estarán obligados a remitir programaciones los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones del sistema gasista que tengan capacidad contratada en alguna de las

instalaciones del sistema gasista o que prevean el uso de las mismas y los operadores de las instalaciones según lo dispuesto en este apartado.

Será necesario realizar programaciones relacionadas con el uso de las infraestructuras del sistema gasista, esto es, entradas y salidas de GNL y gases de las áreas de balance en PVB, TVB y AVB, así como con la demanda y los intercambios de gas/GNL previstos. A estos efectos, no será necesario remitir programaciones en relación con los servicios de capacidad agregados que conlleven regasificación.

En concreto, se realizarán programaciones de:

1. Demanda de gas:

a) Los usuarios remitirán al GTS su previsión de demanda en el conjunto del sistema gasista.

b) Los usuarios remitirán a los operadores de las redes de transporte su previsión de demanda en el conjunto de redes del operador, así como la previsión de demanda en cada una de las líneas directas.

c) Los usuarios remitirán a los operadores de las redes de distribución su previsión de demanda en cada uno de los puntos de suministro que condicionen la operación de la red según lo dispuesto en el capítulo I, apartado 3, punto 14.c), de esta normativa.

2. Entradas y salidas adicionales de PVB:

a) Los usuarios remitirán al GTS su previsión de entradas a la red por regasificación, así como su previsión de salidas por licuefacción virtual, y los intercambios previstos en PVB. Los intercambios serán los registrados en el módulo MS-ATR del SL-ATR.

b) Los usuarios remitirán al GTS y a los operadores de las redes de transporte su previsión de entradas y salidas por puntos virtuales de interconexión con países europeos y conexiones internacionales por gasoducto con terceros países, así como su previsión de entradas por yacimientos y por inyección de otros gases en la red de transporte.

c) Los usuarios remitirán al GTS y los operadores de las redes de distribución su previsión de entradas por inyección de otros gases a la red de distribución. A estos efectos se considerará también una entrada por inyección de gases a la red de distribución la descarga de otros gases en plantas satélite de distribución.

3. Entradas y salidas de TVB:

a) Los usuarios remitirán al GTS y a los operadores de las plantas de regasificación su previsión de carga de cisternas para plantas satélite monoclientes, descarga de buques, carga de buques desde planta, trasvase de GNL entre buques y puesta en frío de buques.

b) Los usuarios remitirán al GTS su previsión de regasificación y licuefacción virtual, así como los intercambios previstos en TVB, indicando si están ya formalizados o no.

c) Los distribuidores remitirán al GTS y a los operadores de las plantas de regasificación su previsión de carga de cisternas para el suministro a plantas satélite de distribución.

4. Entradas y salidas de AVB:

a) Los usuarios remitirán al GTS su previsión de inyección y extracción en los almacenamientos subterráneos, así como los intercambios previstos en AVB, indicando si están ya formalizados o no.

Los operadores de las instalaciones también deberán realizar programaciones de gas destinado a autoconsumos, necesario para el funcionamiento de las distintas infraestructuras y para alcanzar el nivel mínimo de llenado de las nuevas infraestructuras. Para ello, semanalmente, antes de las 12:00 h de cada martes, los

operadores enviarán al GTS la información sobre las necesidades totales de gas de operación o autoconsumo que estima consumir durante cada uno de los siete días siguientes. Los operadores de instalaciones podrán actualizar los consumos diarios previstos a lo largo de la semana y hasta las 08:00 h del día anterior al de consumo. Antes de las 16:00 h de cada miércoles, el GTS publicará en su página web el programa semanal de estimaciones de necesidades diarias de gas de operación.

En el caso particular del servicio de carga de cisternas, el procedimiento y el calendario de programación será el desarrollado en virtud del artículo 22.6 de la Circular 8/2019.

Además de las programaciones establecidas en esta normativa, si fuera necesario el GTS podrá solicitar la programación de cualquier otro servicio que se preste.

4. Contenido de las programaciones

4.1 Contenido general. Con carácter general, toda programación deberá contener la siguiente información:

- Fecha de emisión.
- Usuario u operador que realiza la programación.
- Sujeto al que va remitida.
- Tipo de programación (anual, mensual, semanal).
- Si la programación es de demanda, de inyección de gases o de uso de servicios de capacidad de las instalaciones, indicando en este caso el servicio de capacidad que se programa. En el caso de programación de puntos virtuales de interconexión con países europeos y conexiones internacionales por gasoducto con terceros países se indicará el sentido de flujo (entrada al sistema gasista español o salida del sistema gasista español).
- Cantidad de gas/GNL programado, con el detalle requerido, en unidades energéticas (kWh).
- Si la cantidad que se programa es para el usuario que remite la programación (por defecto), o para otro usuario (nombre del usuario), excepto cuando se programen los servicios de inyección y extracción en AVB y el servicio de licuefacción virtual en TVB.

Además, según el tipo de programación, la información remitida tendrá el siguiente detalle:

- a) Programaciones anuales: Cantidad mensual (kWh/mes) programada para los doce meses del año de gas siguiente.
- b) Programaciones mensuales: cantidad diaria (kWh/d) programada para todos los días de los dos meses siguientes y cantidad mensual (kWh/mes) programada para los diez meses siguientes.
- c) Programaciones semanales: Cantidad diaria (kWh/d) programada para los siete días a los que se refiere el programa (de sábado de una semana a viernes de la semana siguiente).

4.2 Contenido específico de las programaciones de inyección de otros gases. Las programaciones de inyección de otros gases indicarán adicionalmente si las cantidades programadas serán inyectadas en redes de transporte o redes de distribución, señalando en todos los casos el punto de inyección (PCTG, PCDG).

4.3 Contenido específico de las programaciones de demanda. Las programaciones de demanda distinguirán adicionalmente entre la demanda convencional y la demanda para generación eléctrica desagregada por central de generación, proporcionándose el detalle señalado en el apartado 3 de este capítulo.

4.4 Contenido específico de las programaciones en AVB. Las programaciones en AVB indicarán adicionalmente si la cantidad que se programa es de inyección, extracción o intercambios de gas en AVB.

4.5 Contenido específico de las programaciones en TVB. Las programaciones en TVB indicarán adicionalmente, como servicio de capacidad que se programa, una de las siguientes opciones:

- Regasificación.
- Licuefacción virtual.
- Carga de cisternas.
- Descarga de GNL.
- Carga de GNL de planta a buque.
- Transvase de GNL entre buques.
- Puesta en frío de buques.
- Intercambio de GNL.

En el caso de la carga de cisternas, se indicará además la planta de regasificación en la que se producirá el servicio.

En el caso de la programación de los servicios de descarga de GNL, carga de GNL de planta a buque, transvase de GNL entre buques y puesta en frío de buques, a efectos de la programación se considerarán los resultados de los procedimientos de asignación de slots y de las modificaciones/ajustes que permite la normativa vigente (mes o fecha de inicio de prestación del servicio, cantidad aproximada y planta de regasificación donde se presta el servicio), por lo que los usuarios no deberán remitir estos datos. No obstante, para estos servicios, según el tipo de programación, los usuarios deberán remitir la siguiente información adicional:

a) Programaciones anuales:

– Nombre del buque (si se conociese) o tipo de buque para cada cargamento. Se considerarán por defecto los valores de energía a descargar en función del tamaño de los buques, de conformidad con 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.

– Si al descargar el GNL del buque, el GNL descargado se almacenara en la planta para más de un usuario, cada usuario indicará qué cantidad de la carga del buque se destina para el propio usuario. En cualquier caso, cada usuario, en su programación, especificará la cantidad de GNL que le corresponda.

– Para el servicio de descarga de GNL se señalará, asimismo, el origen del GNL a descargar por buque y, para la carga de GNL de planta a buque, el destino del GNL cargado.

b) Programaciones mensuales y semanales: en el caso del servicio de descarga de buques, la mejor estimación de calidad de gas de origen de cada una de las descargas. Adicionalmente, y solo en caso de que la información haya sufrido alguna modificación con respecto a la anteriormente informada:

- Nombre del buque y origen.
- Para los buques con GNL que se almacenará en planta para varios usuarios, los usuarios titulares de este GNL y la cantidad del buque que corresponde a cada usuario.

4.6 Contenido específico de las programaciones en PVB. Las programaciones en PVB indicarán, como servicio de capacidad que se programa, una de las siguientes opciones:

- Entrada desde plantas de regasificación.
- Entrada desde conexiones internacionales por gasoducto y yacimientos.
- Inyección de otros gases en la red de transporte.
- Inyección de otros gases en la red de distribución.
- Salida por conexiones internacionales.

En caso de tratarse de un intercambio de gas en PVB, se indicará dicha operación. En el caso de las entradas y salidas por conexiones internacionales por gasoducto con terceros países y yacimientos, se proporcionará además el nombre de la interconexión que prestará el servicio. Cuando se trate de una conexión internacional con países europeos, se indicará el punto de conexión virtual.

No será necesario que los usuarios programen entradas y salidas en PVB desde o hacia los almacenamientos subterráneos, pues el GTS tomará como tales sus programaciones de inyección y extracción en AVB. Igualmente, tampoco será necesaria la programación de salida de PVB hacia plantas de regasificación, pues el GTS tomará como tal la programación de licuefacción virtual en TVB.

5. Tratamiento de las programaciones

5.1 Estado de las programaciones. Una programación podrá estar en alguno de los siguientes estados:

- Enviada: Estado inicial de la programación, una vez ha sido remitida y registrada en el SL-ATR correctamente, habiendo superado todas las validaciones del envío al mismo.
- Procesada: Cuando el análisis de la programación ha sido finalizado por los responsables correspondientes.
- Confirmada: programación asignada al usuario, que podrá contener una cantidad igual o inferior a la remitida en la programación enviada por el remitente.
- Rechazada: Programación que no ha sido confirmada por el responsable correspondiente. En caso de rechazo total o parcial del envío de una programación al SL-ATR, se indicará el motivo del mismo.

Los agentes podrán, en cualquier momento, consultar el estado en el que se encuentren sus programaciones. Los agentes podrán reclamar las programaciones confirmadas y rechazadas conforme a lo dispuesto en el capítulo X.

5.2 Consideraciones generales. Se considerará como programación del usuario la última programación enviada al SL-ATR dentro del plazo establecido para su envío.

Solo cuando el agente obligado no haya remitido la programación semanal, se considerará la programación enviada en el horizonte de programación mensual correspondiente a la semana no programada. En caso de ausencia de una programación enviada para el periodo, a efectos de la organización logística del uso de las infraestructuras, se considerará una cantidad programada igual a cero, si bien el agente verá un campo vacío en sus consultas al SL-ATR sobre la programación no enviada. No se empleará la programación de horizonte anual para sustituir programaciones de horizontes temporales inferiores.

El GTS llevará una monitorización continua de la información de programación remitida al SL-ATR por cada usuario, con objeto de poder identificar cualquier situación que ponga en riesgo la correcta operación de las instalaciones, los derechos adquiridos por terceros o la seguridad de suministro.

5.3 Tratamiento en AVB. El GTS actuará como coordinador de los operadores de infraestructuras de almacenamiento subterráneo para determinar los programas de inyección y extracción de cada instalación en función de las programaciones de los usuarios, con el objeto de garantizar la utilización de cada infraestructura, aplicando criterios de seguridad y eficiencia y para satisfacer las solicitudes de los usuarios. Para ello, el GTS, teniendo en cuenta las capacidades y disponibilidades de las instalaciones aportadas por los operadores de los mismos, enviará el programa de funcionamiento previsto a dichos operadores y estos, en su caso, le trasladarán sus objeciones sobre el mismo. En función de las objeciones recibidas, el GTS establecerá y comunicará el programa de funcionamiento definitivo a cada uno de los operadores y las cantidades programadas confirmadas de inyección y extracción a los usuarios.

5.4 Tratamiento en TVB. El GTS actuará como coordinador de los operadores de las plantas de regasificación para determinar los programas de regasificación de cada instalación en función de las programaciones de los usuarios, teniendo en cuenta la programación sobre licuefacción virtual, con el objeto de satisfacer las solicitudes de los usuarios en base a criterios de eficiencia en el uso del sistema gasista y optimización de la capacidad disponible y priorizando en todo momento la seguridad de suministro. Para ello, el GTS enviará el programa de funcionamiento previsto a dichos operadores y estos, en su caso, le trasladarán sus objeciones sobre el mismo. En función de las objeciones recibidas, el GTS establecerá y comunicará el programa de funcionamiento definitivo a cada uno de los operadores y las cantidades programadas confirmadas a los usuarios.

6. Calendario de programaciones

6.1 Programaciones anuales:

a) Anticipo de la programación anual:

- Programaciones de demanda y programaciones en TVB y PVB: Envío hasta el 28 de febrero.
- Programaciones en AVB: Envío hasta el 15 de junio.

b) Programación anual definitiva:

- Programaciones de demanda y programaciones en TVB y en PVB:
 - Envío por los usuarios hasta el 31 de mayo y por los distribuidores hasta el 15 de junio.
 - Comunicación y confirmación del programa definitivo por el GTS al operador de planta, operadores de redes de transporte y distribución y usuarios: hasta el 30 de junio.
- Programaciones en AVB: Envío hasta el 15 de agosto.

6.2 Programaciones mensuales. El GTS publicará en el SL-ATR antes del 1 de diciembre de cada año, el calendario de envío y confirmación de las programaciones mensuales correspondientes al año natural siguiente, con el fin de que los procedimientos de asignación de slots de periodicidad mensual y el proceso de programación mensual sean compatibles entre sí. En caso necesario, el calendario de programaciones mensuales podrá ser objeto de revisión, tras comunicarse dicha revisión mediante el SL-ATR con una antelación mínima de 30 días naturales respecto a la entrada en vigor del nuevo calendario revisado.

6.3 Programaciones semanales. Todas las programaciones semanales serán enviadas por los agentes obligados los jueves antes de las 12:00 h. El GTS confirmará el programa definitivo a los operadores de instalaciones y usuarios los viernes antes de las 12:00 h.

CAPÍTULO III

Nominaciones y renominaciones

1. Objeto y carácter de las nominaciones y renominaciones

El objeto de las nominaciones y renominaciones es poder operar las instalaciones del sistema gasista de acuerdo con el uso de la capacidad contratada que requieren los usuarios de las mismas, según sus necesidades antes y durante el día de gas.

Las nominaciones/renominaciones tendrán carácter vinculante, excepto las referidas a la demanda.

Con carácter general, las nominaciones y renominaciones se realizarán a través del SL-ATR. Toda la información en relación con las mismas podrá ser consultada en el SL-ATR por parte del agente que la envíe y con el mismo nivel de detalle que el requerido. Además, el GTS dará acceso a la DGPEM y a la CNMC a toda la información sobre las nominaciones y renominaciones de los usuarios.

En el caso particular del servicio de carga de cisternas, el procedimiento de nominación/renominación será el desarrollado en virtud del artículo 22.6 de la Circular 8/2019.

2. Agentes y servicios sujetos a nominación

Podrán remitir nominaciones y renominaciones los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones del sistema gasista que tengan capacidad contratada en alguna de las instalaciones del sistema gasista y los operadores de las redes de distribución según lo dispuesto en este Capítulo.

Con carácter general, se podrán realizar nominaciones/renominaciones relacionadas con el uso de las infraestructuras del sistema gasista, esto es, entradas y salidas de GNL y gas de las áreas de balance en PVB, TVB y AVB.

Además de las nominaciones/renominaciones establecidas en esta normativa, si fuera necesario el GTS y los operadores de instalaciones podrán solicitar la nominación/renominación de cualquier otro servicio que se preste.

3. Contenido de las nominaciones/renominaciones

3.1 Contenido general. Toda nominación/renominación deberá contener al menos la siguiente información:

- Fecha de emisión.
- Usuario que realiza la nominación/renominación.
- Sujeto al que va remitida.
- Cantidad de gas/GNL, con el detalle requerido, en unidades energéticas (kWh/d o kWh/h).
- Si la nominación/renominación es de demanda, de inyección de otros gases o de uso de servicios de capacidad de las instalaciones, indicando en este caso el servicio de capacidad que se nombra/renomina.
- En caso de uso de servicios de capacidad, punto del sistema gasista donde se presta.
- Sujeto contraparte, cuando corresponda.

3.2 Contenido específico de las nominaciones/renominaciones de demanda. Se podrán enviar nominaciones/renominaciones de demanda para consumo eléctrico por central de generación con detalle horario (kWh/h) y para las líneas directas y los puntos de suministro que puedan condicionar la operación normal de la red según lo dispuesto en el Capítulo I, señalando el punto de suministro.

En ausencia de aportación del detalle horario sobre la demanda eléctrica, este se calculará dividiendo las nominaciones o renominaciones diarias entre 24.

Los usuarios harán su mejor esfuerzo por actualizar lo antes posible la información sobre variaciones relevantes de consumo.

3.3 Contenido específico de las nominaciones/renominaciones en AVB. Las nominaciones/renominaciones en AVB indicarán como punto del sistema gasista el punto PCAS y si la cantidad que se nombra/renomina es de inyección o extracción.

3.4 Contenido específico de las nominaciones/renombraciones en TVB. Las nominaciones/renombraciones en TVB indicarán, como punto del sistema gasista, una de las siguientes opciones:

- PCPR, señalando si la cantidad que se indica es de regasificación o de licuefacción.
- PCCC, para las cantidades que se refieran a la carga de cisternas.

En el caso de la carga de cisternas (PCCC), se indicará además la planta de regasificación en la que se nombra/renombrará el servicio.

Para los servicios de descarga de GNL, carga de GNL de planta a buque, transvase de GNL entre buques y puesta en frío de buques (PCDB), a los efectos de nominación/renombración, se considerarán los resultados de los procedimientos de asignación de slots y de las modificaciones/ajustes que permite la normativa vigente (mes o fecha de inicio de prestación del servicio, cantidad prevista y planta de regasificación donde se presta el servicio), por lo que los usuarios no deberán remitir nominaciones/renombraciones. No obstante, los usuarios deberán aportar la información que se detalla en el apartado 3.4.1 siguiente.

3.4.1 Información de detalle a proporcionar por los usuarios en relación con los servicios prestados con buques (PCDB). Con independencia de los recargos que se hayan establecido en la normativa vigente, al menos diez días antes de la carga/descarga, los usuarios informarán a los titulares de las plantas y al GTS sobre el buque que va a llevar a cabo la operación. El buque deberá ser compatible con el puerto, con la planta de regasificación y con los requerimientos técnicos y legales de las instalaciones de carga/descarga, que deberán cumplir con las regulaciones internacionales estándar aceptadas en la industria del GNL. Dicha información deberá incluir al menos:

- El nombre del buque.
- El día y hora estimada de llegada del buque a la boya de recalada, o «Estimated Time of Arrival» (ETA), de acuerdo con la fecha de descarga establecida.
- Cantidad prevista a descargar/cargar en kWh y m³ de GNL, solo en caso de haberse modificado con respecto a la previamente informada.
- Para los buques que al cargar/descargar el GNL pertenezca a varios usuarios, se indicarán los usuarios titulares de este GNL y el reparto de la cantidad prevista a cargar/descargar entre los mismos.
- Origen/destino del gas, en el caso de las descargas/cargas.

Los usuarios notificarán al titular de la instalación y al GTS una vez finalizada la carga/descarga del GNL, el destino/origen, la cantidad y calidad del cargamento, por medio de los correspondientes certificados emitidos por un inspector independiente y/o el propio suministrador.

El ETA será de nuevo comunicado por el capitán del buque metanero o su agente al operador de la planta en las siguientes ocasiones:

- El primer aviso deberá enviarse a la salida del buque del puerto de origen.
- El segundo aviso deberá enviarse no más tarde de siete días antes del ETA comunicado en el primer aviso. Si es necesario modificar el ETA comunicado en el primer aviso en más de 12 horas, el capitán del buque metanero o su agente notificará inmediatamente el nuevo ETA corregido al titular de la planta.
- El tercer aviso deberá ser enviado no después de setenta y dos horas antes del ETA comunicado en el segundo aviso. Si fuera necesario modificar el ETA del segundo aviso en más de 6 horas, el capitán del buque metanero o su agente notificará inmediatamente el ETA corregido al titular de la planta.
- El cuarto aviso deberá enviarse no después de cuarenta y ocho horas antes del ETA del tercer aviso. Si el ETA del tercer aviso se modifica en más de 6 horas, el capitán

del buque metanero o su agente deberá notificar inmediatamente el ETA corregido al titular de la planta.

– El quinto aviso deberá ser enviado no más tarde de veinticuatro horas antes del ETA del cuarto aviso. Si el ETA del cuarto aviso se modifica en más de 1 hora, el capitán del buque metanero o su agente deberá notificar inmediatamente el ETA corregido al titular de la planta.

– El Aviso de Alistamiento («Notice of Readiness»-NOR) deberá ser notificado por el capitán del buque metanero al titular de la planta a la llegada a la boya de recalada o a la zona de anclaje a las afueras del puerto de descarga donde el práctico del puerto sube a bordo del buque metanero. Una vez se hayan finalizado las formalidades necesarias con las autoridades competentes y esté del todo preparado para proceder con el atraque y comenzar la operación, el buque metanero y el titular procederán con toda diligencia al atraque seguro en el muelle o pantalán de la instalación de descarga. Después de que el NOR haya sido notificado, el capitán del buque deberá proceder a un atraque seguro y rápido del buque en el muelle y el titular de la instalación deberá cooperar para ello.

3.4.2 Demoras en los servicios prestados con buques. El capitán del buque metanero y el operador de la planta de regasificación procurarán que comience la carga/descarga tan pronto como sea posible después de las operaciones de atraque y deberán cooperar entre ellos para completar o procurar que se complete el servicio de forma segura, efectiva y rápida, conforme a lo dispuesto en los protocolos de seguridad estandarizados nacionales e internacionales. El GNL deberá ser bombeado siguiendo las indicaciones del operador de la planta, de acuerdo con los tiempos de plancha establecidos en la normativa vigente.

En caso de que el buque metanero llegue en su fecha de operación asignada, dicho buque tendrá prioridad de atraque en las instalaciones frente a otros que estuviesen llegando en ese momento fuera de su fecha de operación asignada, y frente a aquellos que habiendo igualmente llegado fuera de su fecha de operación asignada estuviesen esperando para el atraque, excepto en el caso de que otro buque, habiendo llegado en su fecha de operación asignada, esté esperando debido a causa de fuerza mayor.

En caso de que el buque metanero no llegue en su fecha de operación asignada, el titular de la instalación deberá disponer su atraque para la descarga tan pronto como sea posible teniendo en cuenta el régimen habitual de las instalaciones y los programas de operación de otros buques, de acuerdo con el orden cronológico de llegada con respecto a otros buques que hubiesen llegado también fuera de sus respectivas fechas de operación asignadas.

El capitán del buque metanero desatracará de forma segura y rápida después de completada la operación y el operador de la planta deberá cooperar para que el buque abandone el muelle segura y rápidamente. Si ocurre algún problema o si se prevé que pueda ocurrir, de forma que ocasione un retraso del buque metanero en el atraque, carga/descarga o desatraque, tal que modifique los tiempos programados para estas operaciones, el operador de la planta y el capitán del buque metanero deberán discutir el problema de buena fe y esforzarse para minimizar o evitar dicho retraso, y al mismo tiempo cooperar entre ellos para tomar alguna medida que minimice o evite cualquier retraso similar en el futuro.

Si la prestación del servicio no ha sido completada dentro del tiempo permitido de plancha, por causas ajenas al buque metanero o a su capitán, y siempre que el retraso sea debido al operador de la planta, este deberá pagar demoras según la siguiente tabla de precios por día:

- Para buques de hasta 60.000 m³ de capacidad bruta: A1 US\$/día.
- Para buques con capacidad bruta entre 60.000 y 110.000 m³: A2 US\$/día.
- Para buques con capacidad superior a 110.000 m³: A3 US\$/día.

Si, como resultado de cualquier retraso atribuible a la acción u omisión del buque metanero o su capitán, para la prestación del servicio se requiere en el puerto de carga/

descarga un tiempo de plancha superior al tiempo permitido, y a consecuencia de ello, otro buque no puede acceder a las Instalaciones a su llegada al puerto de carga/descarga dentro de su fecha de carga/descarga asignada, se pagará al titular de las instalaciones, una vez convenientemente justificada la anterior circunstancia, las mismas demoras señaladas en el párrafo previo.

Independientemente de a quién corresponda la responsabilidad de la demora, para periodos inferiores a un día se prorratearán las cantidades a abonar en este concepto en función de las horas de demora. Además, las demoras serán pagadas en un plazo de veinte días desde la recepción de la factura; en caso de falta de pago dentro del plazo establecido, la parte deudora estará obligada a pagar a la parte acreedora un interés de demora equivalente al «USD LIBOR» a tres meses incrementado en tres puntos, calculado desde el día siguiente al vencimiento del pago.

Toda reclamación por demoras se considerará sin efecto si se presenta con posterioridad a 90 días naturales después de finalizada la carga/descarga.

Los precios citados en este apartado serán actualizados anualmente, en función del incremento medio anual de precios recogidos en la OECD «Europe Consumer Prices Index», publicado por la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo, en su boletín mensual. Los nuevos precios serán publicados por el GTS y los operadores de las plantas de regasificación en su página web. Inicialmente, se establecen los siguientes valores para A1, A2 y A3:

- A1: 26.000 US\$/día.
- A2: 45.000 US\$/día.
- A3: 65.000 US\$/día.

3.5 Contenido específico de las nominaciones/renominaciones en PVB. Las nominaciones/renominaciones en PVB indicarán, como punto del sistema gasista, una de las siguientes opciones:

- PCPR, señalando si la cantidad que se indica es de entrada o de salida en la planta.
- PCI, señalando si la cantidad que se indica es de entrada o de salida.
- PCY.
- Puntos de suministro para la demanda eléctrica y los que puedan condicionar la operación normal de la red.
- PCTG, especificando el punto concreto de inyección al que se refiere la cantidad indicada.
- PCDG, especificando si se trata de inyección en una red de distribución o en una planta satélite de distribución, indicando el punto concreto de la red o la planta satélite concreta a la que se refiere la inyección de la cantidad indicada, según corresponda.

En el caso de entradas y salidas correspondientes a los almacenamientos subterráneos (PCAS), se tomarán como nominaciones/renominaciones las remitidas a AVB y, para las salidas a planta de regasificación, se tomarán como nominaciones/renominaciones las remitidas a TVB.

En el caso de las entradas y salidas por conexiones internacionales por gasoducto con terceros países (PCI) y yacimientos (PCY), se proporcionará además el nombre de la interconexión que prestará el servicio. Cuando se trate de una conexión internacional con países europeos (PCI), se indicará el punto de conexión virtual.

4. Tratamiento de las nominaciones/renominaciones

4.1 Estado de las nominaciones/renominaciones. Una nominación/renominación podrá estar en alguno de los siguientes estados:

- Enviada: Estado inicial de la nominación/renominación, una vez ha sido remitida y registrada en el SL-ATR correctamente, habiendo superado todas las validaciones del envío al mismo.
- Procesada: Cuando el análisis de nominación/renominación ha sido finalizado por los responsables correspondientes.
- Confirmada: nominación/renominación asignada al usuario. No se podrán confirmar nominaciones/renominaciones que den lugar a un flujo que no puede ocurrir físicamente y que den lugar a un uso de las instalaciones superior a la capacidad diaria contratada por el usuario.
- Rechazada: Nominación/denominación que no ha sido confirmada por el responsable correspondiente. En caso de rechazo del envío de una nominación/denominación al SL-ATR, se indicará el motivo del mismo.
- Eliminada: Nominación/denominación que ha sido retirada como consecuencia de la suspensión o inhabilitación del usuario que la envió.

Los agentes podrán, en cualquier momento, consultar el estado en el que se encuentren sus nominaciones/renominaciones y reclamar las nominaciones/renominaciones confirmadas/rechazadas conforme a lo dispuesto en el capítulo X.

4.2 Consideraciones generales. Se considerará como nominación o renominación enviada la última cantidad registrada en el SL-ATR dentro del plazo establecido para su envío.

Cuando el agente no haya remitido una nominación confirmada, se considerará como nominación la última programación de menor horizonte temporal confirmada para el día de gas en cuestión. No podrá usarse la programación anual para sustituir una nominación no confirmada. Si no hubiera programación confirmada, se considerará una cantidad nominada igual a cero, aunque el agente verá un campo vacío en sus consultas al SL-ATR sobre las nominaciones/renominaciones. No obstante, para las nominaciones/renominaciones en PVB correspondientes a conexiones internacionales con Europa, en caso de ausencia de nominación se aplicará la norma de nominación por defecto que se haya acordado con el operador de redes de transporte al otro lado de la frontera. El GTS y los operadores de las conexiones internacionales con Europa harán pública esta regla en sus páginas web.

El gas vehiculado provisionalmente por un usuario hasta un momento determinado del día de gas será la suma de los kWh resultantes de las nominaciones o renominaciones confirmadas para cada hora transcurrida hasta dicho momento.

En los casos de indisponibilidad de alguna de las instalaciones, en el procesamiento de las nominaciones y renominaciones se tendrá en cuenta la nueva capacidad disponible a partir de ese momento, pudiendo reducirse las nominaciones y renominaciones e informando a los usuarios convenientemente.

4.3 Tratamiento en AVB. El GTS analizará las nominaciones/renominaciones en el punto PCAS, para lo cual tendrá en cuenta la capacidad diaria de las instalaciones y, en el caso de renominaciones dentro del día de gas, la capacidad para el resto de horas del día, conforme a lo dispuesto en el artículo 25 de la Circular 8/2019 de la CNMC, así como la capacidad correspondiente a cada usuario, con objeto de determinar la cantidad procesada y confirmada de las mismas.

4.4 Tratamiento en TVB. El GTS analizará las nominaciones/renominaciones en el punto PCPR, para lo cual tendrá en cuenta la capacidad de las instalaciones diaria y, en el caso de las renominaciones dentro del día de gas, la capacidad para el resto de horas del día, así como la capacidad contratada por cada usuario, con objeto de determinar la cantidad procesada y confirmada de las mismas.

4.4.1 Servicios prestados mediante slots (PCDB). En el caso del servicio de capacidad de descarga de buques, podrá denegarse la operación si el usuario no dispone de capacidad de almacenamiento de GNL contratada suficiente y la descarga pone en riesgo la correcta operación de las instalaciones, o bien si la operación tiene afección en los derechos de uso de la capacidad de almacenamiento de GNL contratada por otros usuarios.

Igualmente, en la prestación del servicio de carga de GNL de planta a buque, podrá denegarse la operación si el usuario no dispone de GNL en TVB suficiente y la cantidad en defecto pone en riesgo la gestión del sistema.

Las denegaciones anteriores, de ser necesarias, serán coordinadas por el GTS y los operadores de las plantas de regasificación afectadas.

Los usuarios serán debidamente informados de las posibles denegaciones que les afecten con la mayor antelación posible.

4.5 Tratamiento en PVB. El GTS, en coordinación con los operadores de las redes de transporte y distribución, según corresponda, analizará las nominaciones/renominaciones en los siguientes puntos:

- PCPR.
- PCAS.
- PCI.
- PCY.
- PCTG.
- PCDG.

Para ello, tendrá en cuenta la capacidad nominal diaria de las instalaciones y, en el caso de las renominaciones dentro del día de gas, la capacidad nominal para el resto de horas del día, así como la capacidad contratada por cada usuario, con objeto de determinar la cantidad procesada y confirmada de las mismas.

En caso de que la suma de nominaciones y renominaciones de los usuarios supere la capacidad nominal de la instalación en el momento de su tratamiento, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- En ningún caso se podrán reducir por este proceso las renominaciones del usuario por debajo del gas ya vehiculado.
- Cuando se haya ofertado capacidad de acceso firme por encima de la capacidad nominal conforme a la normativa vigente, se aplicarán los mecanismos de recompra de capacidad establecidos.
- Siempre que haya disponibilidad, no podrán reducirse las renominaciones del usuario por debajo de la suma del gas vehiculado y la capacidad que le correspondería para el resto del día (proporción de la capacidad diaria contratada firme correspondiente a las horas que restan del día).

La reducción de las nominaciones, o renominaciones se realizará de acuerdo con los siguientes criterios, por orden de preferencia:

1.º Se reducirá la cantidad renominada en exceso sobre la capacidad contratada que correspondería al usuario para las horas que resten del día de gas, considerando asimismo el gas que el usuario ha vehiculado hasta ese momento.

2.º Se procederá a reducir las cantidades asociadas a contratación interrumpible que contribuyen a resolver el exceso de nominación/renominación. Con carácter general, se irán reduciendo aquellas cantidades de contratos interrumpibles más recientes a más antiguos.

3.º Si las medidas anteriores no son suficientes, se realizará el siguiente proceso:

a) Se prorrateará la capacidad nominal disponible para el resto del día entre todos los usuarios con capacidad contratada firme de forma proporcional a la misma, según la expresión:

$$Cau = \text{Capacidad disponible resto día} \times \frac{\text{Capacidad contratada del usuario}}{\text{Capacidad total contratada}}$$

b) Para cada usuario «u» con cantidad nominada o renominada mayor que 0, se calculará el valor Cpu, según la expresión:

$$Cpu = \text{Cantidad (re)nominada} - \text{Gas vehiculado hasta el momento}$$

c) Si $Cpu \leq Cau$: Se aceptará la nominación o renominación del usuario.

d) Si $Cpu > Cau$: Se considerará como nominación o renominación del usuario la suma del gas vehiculado hasta el momento, del valor de Cau y de la cuota proporcional del margen de capacidad disponible por infrutilización de otros usuarios (aquellos que cumplen el apartado c). Dicha cuota se calculará proporcionalmente al valor de Cau de aquellos usuarios que no cumplan el apartado c.

En el caso de que se haya vendido capacidad adicional por el mecanismo de sobreventa de capacidad y siempre que no se comunique indisponibilidad, los repartos establecidos en este apartado se realizarán sobre la capacidad nominal incrementada en la misma cantidad que la capacidad adicional vendida.

4.6 Casación en puntos de conexión entre dos infraestructuras diferentes. Una vez finalizado el procesamiento de las nominaciones y renominaciones, antes de su confirmación a los usuarios, se procederá a realizar la casación en los puntos de conexión entre dos infraestructuras diferentes.

Para resolver los posibles desajustes entre las nominaciones y renominaciones enviadas por los usuarios a ambos lados de la conexión entre dos infraestructuras distintas, como criterio general se casarán las parejas de operaciones procesadas que coincidan en los siguientes conceptos: día de gas, punto del sistema/servicio y usuario a un lado del punto y usuario al otro lado del punto, de forma que, si la cantidad nominada/renominada por ambos no es la misma, se asignará la cantidad menor de las dos, sin perjuicio de los procedimientos establecidos en los acuerdos de interconexión vigentes en las conexiones internacionales con Europa.

5. Calendario de nominaciones/renominaciones

A excepción de los servicios de capacidad referidos a buques, cuyo calendario se detalla en el apartado 3.4.1 de este capítulo, y del servicio de carga de cisternas, los plazos y horarios para las nominaciones y renominaciones serán los establecidos en la Circular 2/2020.

Con carácter adicional, en cualquier momento, en función de las necesidades específicas del sistema, y siempre que esté justificado, el GTS podrá exigir a los usuarios de las instalaciones una revisión precisa, actualizada y suficientemente detallada de sus nominaciones/renominaciones.

CAPÍTULO IV

Repartos*1. Puntos de reparto del sistema gasista*

Se realizarán repartos en los siguientes puntos del sistema gasista:

– Puntos de entrada/salida de PVB:

- PCI.
- PCY.
- PCAS.
- PCPR.
- PCTG.
- PCDG.
- PCLD.

– Puntos de entrada/salida de AVB: PCAS.

– Puntos de entrada/salida de TVB:

- PCDB.
- PCPR.
- PCCC.

– Otros puntos del sistema gasista:

- PCTD.
- PCDD.

2. Responsables del reparto

Para cada punto del sistema gasista en el que se realizan repartos, el responsable de realizar dicho reparto será:

– En los puntos PCI, el responsable del reparto será el operador de la red de transporte para las conexiones con terceros países y el GTS.

– En los puntos PCY, el responsable será el operador de la red de transporte y el GTS.

– En los puntos PCAS, el responsable del reparto será el GTS.

– En los puntos PCPR, el responsable del reparto será el GTS.

– En los puntos PCTG, el responsable del reparto será el operador de la red de transporte donde se produce la inyección del gas.

– En los puntos PCDG, el responsable del reparto será el operador de la red de distribución donde se produce la inyección del gas.

– En los puntos PCLD, el responsable será el operador de la red de transporte conectado aguas arriba.

– En los puntos PCDB, el responsable del reparto será el titular de la planta de gasificación.

– En los puntos PCCC, el responsable del reparto será el titular de la planta de gasificación.

– En los puntos PCTD, el responsable de reparto será el titular de la red de distribución.

– En los puntos PCDD, el responsable del reparto será el titular de la red situada aguas abajo.

El GTS publicará en el SL-ATR un listado actualizado de todos los puntos de reparto del sistema gasista, indicando los responsables de los mismos.

3. Procedimientos de reparto

3.1 Criterios generales. Cualquier modificación de los procedimientos de reparto será comunicada a los usuarios afectados con, al menos, un mes de antelación.

De conformidad con 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, en la determinación del reparto del usuario se descontará o adicionará la cantidad que corresponda en concepto de mermas retenidas.

Con carácter general, todos los envíos de información en relación con el reparto, incluyendo las cantidades a repartir, y la comunicación del reparto a los usuarios se realizarán a través del sistema SL-ATR. Toda la información en relación con el reparto podrá ser consultada por los usuarios y los operadores de instalaciones en lo relativo a los servicios localizados en el SL-ATR. El GTS dará acceso a la DGPEM y a la CNMC a toda la información sobre el reparto de los usuarios.

Los usuarios podrán reclamar los repartos conforme a lo dispuesto en el capítulo X. A este respecto, los repartos se considerarán abiertos mientras no haya finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones y cerrados una vez finalizado el mismo.

Las cantidades repartidas al usuario se asignarán a los contratos de acceso del mismo que estuvieran en vigor el día de realización del reparto de forma proporcional a las capacidades contratadas.

3.2 Repartos en los puntos PCI, PCY, PCAS, PCPR. Se realizará un único reparto diario (reparto d+1), realizado el día posterior al día de gas, como entrada o salida del PVB, según corresponda, que asignará a los usuarios el gas entregado desde o introducido en PVB en el día de gas. La cantidad de reparto asignada a cada usuario coincidirá con sus nominaciones y renominaciones confirmadas para el día de gas.

Los repartos diarios (repartos d+1) serán replicados en los repartos diarios finales provisionales (m+3) y en los repartos diarios finales definitivos (m+15) en estos puntos, siendo los valores diarios coincidentes para todos ellos.

La diferencia entre la cantidad física total entregada en el punto de conexión y la suma de los repartos de los usuarios se incluirá en la cuenta OBA del GTS, y no se asignará a ningún sujeto.

3.3 Repartos en los puntos PCTG y PCDG. Se realizará un reparto como entrada al PVB por cada uno de los puntos PCTG y PCDG en redes de distribución no alimentadas por una planta satélite y en PCDG en redes de distribución alimentadas por una planta satélite cuando la inyección se produce en la propia red, que asignará a los usuarios el gas introducido en PVB en el día de gas. En puntos PCDG donde la inyección se produce mediante una planta satélite, se realizará también un reparto que se tendrá en cuenta en el cálculo del reparto en puntos PCCC.

Para los puntos PCTG y PCDG, tanto cuando la inyección se produce directamente en la red de distribución, como cuando se produce en una planta satélite de distribución, el reparto se determinará mediante la siguiente expresión:

Reparto asignado al usuario = Emisión PCTG/PCDG × porcentaje asignación usuario

Siendo:

– Emisión PCTG/PCDG: Cantidad medida del gas inyectado en la red de transporte o distribución, o descargado en la planta satélite, según corresponda, desde la planta de producción de gas, en kWh. Las cantidades medidas a repartir serán proporcionadas por los responsables de la medición en los puntos PCTG y PCDG.

– Porcentaje asignación usuario: Asignación por usuario y punto de conexión PCTG/PCDG, expresada en porcentaje. Esta asignación será definida en el SL-ATR por los operadores de la red a la que está conectada la inyección de gas, o por el distribuidor titular de la planta satélite de distribución, que podrá ser distinta para los diferentes puntos, y tendrá en consideración la titularidad del gas inyectado. Cualquier modificación

en este porcentaje deberá ser notificada por los usuarios, con antelación suficiente, al operador de la red y al GTS. El porcentaje de asignación asegurará en todo momento que se reparte el total de la emisión.

En estos puntos se realizarán los siguientes repartos:

- Reparto diario provisional (reparto d+1), realizado el día posterior al día de gas, que asigna a los usuarios de la red de transporte y/o distribución la cantidad entregada en el punto de inyección de gas en el día de gas.

- Reparto diario final provisional (reparto m+3), realizado antes de la finalización del mes m+3 con la mejor información disponible en ese momento, que asigna a los usuarios de la red de transporte y/o distribución la cantidad entregada en el punto de inyección de gas para cada uno de los días de gas del mes m. El envío al SL-ATR del reparto m+3 no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto d+1.

- Reparto diario final definitivo (reparto m+15), realizado antes de la finalización del mes m+15 con la mejor información disponible en ese momento, que asigna a los usuarios de la red de transporte y/o distribución la cantidad entregada en el punto de inyección de gas para cada uno de los días de gas del mes m. El envío al SL-ATR del reparto m+15 no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto m+3.

3.4 Repartos en los puntos PCLD. Se realizará un reparto como salida del PVB por cada uno de los puntos PCLD, que asignará a los usuarios el gas entregado desde PVB en el día de gas. El responsable del reparto identificará a través del SL-ATR a los usuarios afectados por el reparto en cada PCLD.

En estos puntos se realizarán los siguientes repartos:

- Reparto diario provisional (reparto d+1), realizado el día posterior al día de gas, que asigna al usuario el gas entregado en el día de gas. Este reparto se realizará asignando la cantidad correspondiente a la medida (emisión) en el punto PCLD, facilitada por el responsable de la medición en dicho punto. Si dicha medida no estuviera disponible, podrá emplearse la medida de consumo realizada por el consumidor, que deberá enviarse siempre que le sea solicitada por el responsable del reparto. En su defecto, la medida de consumo se estimará según el procedimiento establecido en el apartado 3.7.1 de este capítulo para la estimación de consumos teledados cuando éstos no están disponibles.

- Reparto diario final provisional (reparto m+3), realizado antes de la finalización del mes m+3 con la mejor información disponible en ese momento, que asigna al usuario el gas entregado en cada uno de los días de gas del mes m. El envío al SL-ATR del reparto m+3 no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto d+1.

- Reparto diario final definitivo (reparto m+15), realizado antes de la finalización del mes m+15 con la mejor información disponible en ese momento, que asigna al usuario el gas entregado en cada uno de los días de gas del mes m. El envío al SL-ATR del reparto m+15 no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto m+3.

3.5 Repartos en puntos PCDB. Se realizará un reparto como entrada o salida del TVB, según corresponda, que asignará a los usuarios el gas introducido en TVB o entregado desde TVB en el día de gas.

En estos puntos se realizarán los siguientes repartos:

- Reparto diario provisional (reparto d+1), realizado el día posterior al día de gas, repartiendo el resultado del cálculo de la energía cargada o descargada, que asigna el gas cargado (entregado) o descargado (introducido) al usuario en el día de gas.

- Reparto diario final provisional (reparto m+3), realizado antes de la finalización del mes m+3, una vez se disponga del cálculo de la energía cargada o descargada, que asigna al usuario el gas cargado (entregado) o descargado (introducido) en cada uno de los días de gas del mes m. El envío al SL-ATR del reparto m+3 no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto d+1.

– Reparto diario final definitivo (reparto m+15), realizado antes de la finalización del mes m+15, una vez se disponga del cálculo de la energía cargada o descargada, que asigna al usuario el gas cargado (entregado) o descargado (introducido) en cada uno de los días de gas del mes m. El envío al SL-ATR del reparto m+15 no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto m+3.

Cuando el GNL del buque a cargar/descargar se reparta entre varios usuarios, los usuarios afectados habrán comunicado el criterio de reparto de la energía cargada o descargada, libremente acordado entre ellos, en la programación correspondiente según lo establecido en el Capítulo III. Dicho criterio deberá asegurar el reparto completo de las cantidades medidas en términos energéticos, debiendo definirse siempre un usuario para la asignación del resto, en su caso.

El cálculo de la energía neta cargada o descargada se realizará conforme a la normativa vigente. En caso de que no se disponga del cálculo en los términos anteriores, la cantidad a repartir por el responsable del reparto en el SL-ATR se obtendrá con la mejor información disponible de entre las siguientes:

a) Para la carga de buques:

- Cálculo teniendo en cuenta datos estimados por la terminal, tanto para el volumen cargado, como para la calidad del GNL y el boil-off.
- Cálculo teniendo en cuenta el volumen cargado y una calidad del GNL.
- Datos de la cantidad bruta cargada y una estimación de mermas.

b) Para la descarga de buques:

- Cálculo teniendo en cuenta datos estimados por el operador de la planta de regasificación del volumen y la calidad de GNL descargados y una calidad de boil-off estimada.
- Cálculo teniendo en cuenta el volumen descargado y una calidad de GNL estimada.
- Cálculo teniendo en cuenta el volumen descargado y la calidad de GNL en origen.
- Cálculo teniendo en cuenta los datos de origen de volumen y de calidad del GNL.

3.6 Repartos en los puntos PCCC. Se realizará un reparto como salida del TVB, que asignará a los usuarios el gas entregado desde TVB en el día de gas.

La cantidad cargada en los camiones cisterna, facilitada por los responsables de la medida en estos puntos, se repartirá completamente, aplicando el criterio de reparto establecido en el pedido con el que se realizó la carga. En el caso de plantas satélite de distribución, el criterio de reparto será el indicado por el expedidor en el momento de la asignación de la carga.

El SL-ATR facilitará el cambio del criterio de reparto para cada planta satélite, mostrando el criterio inicial y permitiendo su modificación a la hora de realizar la programación semanal. Para los camiones cisterna con destino a plantas satélites de distribución, será responsabilidad del titular de la planta satélite de distribución facilitar los porcentajes actualizados al SL-ATR para llevar a cabo los repartos.

Para estos puntos se realizarán los siguientes repartos:

– Reparto diario provisional (reparto d+1), realizado el día posterior al día de gas, que asigna el gas cargado en camiones cisterna en el día de gas entre los usuarios que tengan puntos de suministro ligados a la planta satélite de destino de la cisterna.

– Reparto diario final provisional (reparto m+3), realizado antes de la finalización del mes m+3 con la mejor información disponible en ese momento, que asigna a los usuarios el gas cargado en cisternas con destino a plantas satélite en cada uno de los días de gas del mes m. El envío al SL-ATR del reparto m+3 no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto d+1.

En el caso de carga de camiones cisterna destinados a plantas satélite de distribución, la mejor información disponible incluirá el reparto final provisional (reparto m+3) en las redes de distribución alimentadas por plantas satélites de distribución. Cuando corresponda, de este reparto final provisional (m+3) del usuario se descontará el reparto del usuario en los puntos PCDG que inyectan en plantas satélite de distribución.

– Reparto diario final definitivo (reparto m+15), realizado antes de la finalización del mes m+15 con la información disponible en ese momento, que asigna a los usuarios el gas cargado en cisternas con destino a plantas satélite en cada uno de los días de gas del mes m. El envío al SL-ATR del reparto m+15 no será necesario si el responsable del reparto no modifica el reparto m+3.

En el caso de carga de camiones cisterna destinados a plantas satélite de distribución, la mejor información disponible incluirá el reparto final definitivo (reparto m+15) en las redes de distribución alimentadas por plantas satélites de distribución. Cuando corresponda, de este reparto final definitivo (m+15) del usuario se descontará el reparto del usuario en los puntos PCDG que inyectan en plantas satélite de distribución.

3.7 Repartos en los puntos PCTD y PCDD. Se define la emisión neta diaria en un PCTD/PCDD como la diferencia entre las entradas de gas a dicha red (entradas en puntos PCTD, PCDD y PCDG) y las entregas de gas a redes de otros operadores interconectados (salidas en puntos PCTD y PCDD). El responsable de calcular la emisión neta a repartir en los puntos PCTD y PCDD será el responsable del reparto en dichos puntos.

Se realizará un reparto como salida del PVB por cada uno de los puntos PCTD/PCDD, que asignará a los usuarios el gas entregado desde PVB en el día de gas. El responsable del reparto identificará a través del SL-ATR a los usuarios afectados por el reparto en cada PCTD/PCDD.

A los efectos de calcular estos repartos, en el caso de que exista una red de distribución alimentada mediante varios PCTD/PCDD/PCDG, se considerará que todos ellos constituyen un único punto de conexión.

En estos puntos se realizarán los siguientes repartos:

– Reparto diario provisional (reparto d+1), realizado el día posterior al día de gas, que asigna a los usuarios el gas entregado en el día de gas. Se asignará al usuario como reparto en el PCTD/PCDD el consumo del día de gas de sus clientes en dicho PCTD/PCDD, incrementado en las mermas retenidas que corresponda. En caso de que no se disponga de lectura diaria del consumo, este se estimará conforme a lo dispuesto los apartados 3.7.1, 3.7.2 y 3.7.3 de este capítulo.

Además, la diferencia entre la emisión neta diaria en el PCTD/PCDD y los consumos asignados incrementados en sus mermas reconocidas correspondientes, si la hubiera, será repartido por el responsable del reparto entre todos los usuarios presentes en el PCTD/PCDD, proporcionalmente a su consumo estimado (incluyendo el de los consumidores con telemida no disponible), pasando a formar parte de su reparto diario provisional (d+1). En el caso de que el porcentaje de consumo telemido de un PCTD/PCDD sea del 100 %, la diferencia señalada en el párrafo anterior se repercutirá sobre toda la demanda telemida, de forma proporcional al consumo asignado a cada usuario. Este porcentaje podrá ser revisado anualmente y modificado por el GTS, en colaboración con los operadores de redes de distribución. En caso de modificarse el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación y se asignará al saldo de mermas.

Si el PCTD/PCDD no tiene puntos de suministro activos ni existen redes interconectadas aguas abajo, el responsable del reparto asignará la emisión diaria neta de forma proporcional entre todos los usuarios con repartos diarios provisionales en el conjunto de las redes de dicho distribuidor. Este reparto se hará proporcional al total de reparto del día anterior y se asignará al saldo de mermas.

En el caso de que el PCTD/PCDD no tenga puntos de suministro activos, pero suministre aguas abajo a las redes de otro operador, el SL-ATR repartirá

automáticamente en nombre del responsable del reparto la emisión diaria neta del PCTD/PCDD entre todos los usuarios con reparto en los PCDD situado aguas abajo. Este reparto se realizará de forma proporcional al total del reparto del día anterior de esos usuarios.

El operador de la red de distribución informará a los operadores interconectados de aquellos PCTD/PCDD donde no existan puntos de suministro activos, con el fin de coordinar las acciones que de esta situación se deriven.

– Reparto diario final provisional (reparto m+3), realizado antes de la finalización del mes m+3 con la mejor información disponible en ese momento, que asigna a los usuarios el gas entregado en cada uno de los días de gas del mes m. Se asignará al usuario como reparto en el PCTD/PCDD el consumo de los días de gas del mes m de sus clientes en dicho PCTD/PCDD, incrementados en las mermas retenidas que corresponda. En caso de que no se disponga de lectura del consumo del mes m, este se estimará conforme a lo dispuesto los apartados 3.7.1, 3.7.2 y 3.7.3 de este capítulo.

Para cada día del mes m, la diferencia entre la emisión neta diaria y el consumo diario en dicho PCTD/PCDD (incrementado en sus mermas reconocidas correspondientes) se repartirá entre los usuarios conforme a lo establecido en el artículo 10.1 de 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 del sistema gasista, pasando a formar parte de su reparto final provisional (m+3).

– Reparto diario final definitivo (reparto m+15), realizado antes de la finalización del mes m+15 con la mejor información disponible en ese momento, que asigna a los usuarios el gas entregado cada uno de los días de gas del mes m. Este reparto se calculará igual que el reparto final provisional (m+3).

3.7.1 Consumo en puntos de suministro con teled medida para el reparto diario provisional (d+1). Para los puntos de suministro con equipo de teled medida se asignará como reparto la lectura registrada por el operador de la red de transporte o distribución, conforme al procedimiento de medición vigente entre las partes interconectadas.

Cuando no se disponga de dicha teled medida, se estimará tomando como base la media de las tres últimas medidas registradas de días equivalentes de consumo. Se considerarán tres tipos de días equivalentes: laborables, sábados no festivos, y domingos y festivos. Los calendarios laborales que determinen los días laborables y festivos serán los publicados oficialmente por cada Comunidad Autónoma. No obstante, cuando el usuario, con doce horas de antelación a la finalización del día de gas, haya enviado al operador de la red de transporte/distribución una actualización de su valor de consumo, éste será utilizado por el operador como estimación del valor de la teled medida. Este valor no será tomado como referencia para estimaciones futuras.

En el caso de nuevos consumidores sin historial de consumo, si no se dispone de teled medida se considerará como consumo diario (C_d) el caudal diario contratado (Q_d) multiplicado por un factor corrector de utilización (f_c).

$$C_d = Q_d * f_c$$

El factor f_c se obtendrá calculando la ratio de consumo sobre el caudal diario contratado de una muestra representativa de consumidores teled medidos y su valor inicial es 0,75. Este valor podrá ser revisado anualmente y modificado por el GTS, en colaboración con los operadores, y en caso de modificación el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes a su aplicación.

3.7.2 Consumo diario en el grupo de reparto Consumidores tipo 1 para el reparto diario provisional (d+1). El consumo diario en los puntos de suministro que carecen de teled medida se estimará mediante la desagregación diaria de su consumo mensual estimado.

a) Cálculo del consumo mensual C_m . Para determinar C_m se seguirán los siguientes pasos, en función de la existencia o no de valores históricos de dicho punto de suministro.

Si existe consumo mensual del año anterior correspondiente al mismo mes (C_{m-12}), se tomará como C_m el consumo asignado al mismo mes del año de gas anterior, incluyendo un coeficiente de corrección (C_C) sobre el consumo del año de gas anterior que represente la evolución o variación del consumo de un año respecto de otro, de acuerdo a la información de evolución de demanda convencional publicada por el GTS. Este coeficiente de corrección se publicará en el SL-ATR antes del 15 de septiembre.

$$C_m = C_{m-12} \times C_C$$

Donde C_C es la variación del consumo de los últimos doce meses disponibles.

En el caso de los consumidores suministrados a presión $P \leq 4$ bar con consumo anual superior a 50.000 kWh, se aplicará un coeficiente de corrección por temperatura (C_{temp1}) sobre el consumo del año anterior que tenga en cuenta la variación del consumo por efecto de la temperatura y la inercia térmica.

$$C_m = C_{m-12} \times C_{temp1}$$

$$C_{temp1} = X_{\text{día}} \cdot C1_{\text{día}} + X_{\text{día}-1} \cdot C1_{\text{día}-1} + X_{\text{día}-2} \cdot C1_{\text{día}-2} + \dots + X_{\text{día}-7} \cdot C1_{\text{día}-7}$$

Donde $X_{\text{día}}$, $X_{\text{día}-1}$, $X_{\text{día}-2}$, ..., $X_{\text{día}-7}$ representan la importancia relativa de cada coeficiente, definidos inicialmente con los siguientes valores, que pueden ser modificados anualmente y serán publicados en el SL-ATR por el GTS con una antelación mínima de un mes a su aplicación. Asimismo, el GTS también calculará y publicará el coeficiente de corrección por temperatura (C_{temp1}).

$X_{\text{día}}$	$X_{\text{día}-1}$	$X_{\text{día}-2}$	$X_{\text{día}-3}$	$X_{\text{día}-4}$	$X_{\text{día}-5}$	$X_{\text{día}-6}$	$X_{\text{día}-7}$
0,507	0,136	0,136	0,114	0,032	0,025	0,025	0,025

El término $C1_{\text{día}-n}$ de cada día se calculará para cada provincia como el cociente entre los grados día (base 15) del día de gas «n» y el promedio diario de los grados día del mismo mes del año anterior, utilizando temperaturas reales o, en su defecto, la mejor estimación posible que se hubiera dispuesto, utilizando en ambos casos información de la Agencia Estatal de Meteorología.

$$C1_{\text{día}-n} = \frac{\text{grados}_{\text{día gas (n)}} + K_{T1}}{\left(\frac{\sum_{i=1}^N \text{grados}_{\text{día diarios_mes equivalente año anterior}}}{N} \right) + K_{T1}}$$

Siendo N el número de días del mes y calculándose los grados día gas (n) según la siguiente expresión:

$$\text{grados}_{\text{día gas (n)}} = \begin{cases} 0 & \text{si } T_{\min} \geq 15^\circ \\ (15^\circ - T_{\min})/4 & \text{si } T_{\min} < 15^\circ < T_{\text{med}} \\ (15^\circ - T_{\min})/2 - (T_{\max} - 15^\circ)/4 & \text{si } T_{\text{med}} < 15^\circ \leq T_{\max} \\ 15^\circ - T_{\text{med}} & \text{si } T_{\max} < 15^\circ \end{cases}$$

Donde T_{\max} es la temperatura máxima diaria, T_{\min} , la temperatura mínima diaria, T_{med} la temperatura media diaria calculada como $(T_{\max} + T_{\min})/2$.

El valor inicial del coeficiente K_{T1} es 4. Este valor podrá ser revisado y modificado anualmente por el GTS, en colaboración con los operadores, y, de modificarse, será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes a su aplicación.

En el caso de consumidores de reciente incorporación al sistema gasista, sin la serie completa de datos del año anterior, se considerará el consumo del último mes disponible.

En el caso de nuevos consumidores sin ningún dato de consumo:

– Para los consumidores para los cuales no se dispone de caudal diario contratado, el consumo mensual será el resultado de dividir el caudal anual contratado (Q_a) entre doce meses:

$$C_m = Q_a/12$$

– Para los consumidores para los cuales se dispone de caudal diario contratado (Q_d), el consumo mensual será el caudal diario contratado multiplicado por el factor corrector de utilización (f_c) y el número de días del mes (N).

$$C_m = Q_d \times f_c \times N$$

El factor f_c se calculará conforme a lo indicado en el apartado 3.7.1 anterior sobre consumos telemedidos.

b) Desagregación diaria del consumo mensual por tipo de consumidor.

b.1 Consumidores suministrados a presión $P > 4$ bar. El consumo diario se calculará diferenciando si es día laborable o no laborable. A los efectos de esta norma se consideran no laborables el sábado, domingo y festivos.

– Día laborable: El consumo diario (C_d) se obtendrá como el producto del consumo mensual (C_m) y el coeficiente de funcionamiento (C_f) dividido entre el número de días laborables del mes (N_{lab}), de acuerdo a la expresión:

$$C_d = C_m \times C_f / N_{\text{lab}}$$

Donde C_f tendrá por defecto un valor de 0,85, que podrá ser revisado y modificado anualmente por el GTS, en colaboración con los operadores. En caso de modificarse, el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación.

– Resto de días (sábados, domingos y festivos): El consumo diario (C_d) se obtendrá como el producto del consumo mensual (C_m) y el parámetro $(1 - C_f)$ dividido entre el número de días no laborables del mes (N_{res}), de acuerdo con la expresión:

$$C_d = C_m \times (1 - C_f) / N_{\text{res}}$$

Donde C_f tendrá el mismo valor que en el caso de días laborables.

Los calendarios laborales que determinen los días laborables y festivos serán los publicados oficialmente por cada comunidad autónoma.

b.2 Consumidores suministrados a $P \leq 4$ bar con consumo anual superior a 50.000 kWh. El consumo diario se calculará como el consumo mensual (C_m) dividido por el número de días del mes (N).

$$C_d = C_m / N$$

3.7.3 Consumo diario en el grupo de reparto Consumidores tipo 2 para el reparto diario provisional (d+1). Se calcularán dos tipos de consumo a asignar a nivel diario en un PCTD/PCDD en función de la energía consumida por los clientes:

- Consumidores con consumo anual inferior o igual a 5.000 kWh/año.
- Consumidores con consumo anual superior a 5.000 kWh/año.

Para cada uno de estos dos grupos de consumo, se estimará el consumo total en el día de gas conforme a la siguiente fórmula:

$$C_d = N.º \text{ consumidores} \times P_u \times C_{temp2}$$

Siendo:

- C_d : Consumo en el PCTD/PCDD del día de gas d del grupo de consumo.
- N.º consumidores: Número de consumidores del grupo de consumo suministrados en el PCTD/PCDD.
- P_u : Perfil unitario del grupo de consumo que proporciona el consumo diario del día d en la zona climática del PCTD/PCDD.
- C_{temp2} : Coeficiente corrector del perfil por efecto de la temperatura.

El consumo correspondiente a cada usuario se calculará proporcionalmente al número de clientes dentro de cada grupo de consumo a los que suministra el usuario.

El coeficiente C_{temp2} se calculará para cada provincia y tendrá en cuenta el impacto de la inercia térmica

$$C_{temp2} = X_{dia} \cdot C2_{dia} + X_{dia-1} \cdot C2_{dia-1} + X_{dia-2} \cdot C2_{dia-2} + \dots + X_{dia-7} \cdot C2_{dia-7}$$

Donde X_{dia} , X_{dia-1} , X_{dia-2} , ..., X_{dia-7} es la importancia relativa de cada coeficiente, definidos inicialmente con los siguientes valores, que podrán ser modificados anualmente y serán publicados en el SL-ATR por el GTS con una antelación mínima de un mes a su aplicación. Asimismo, el GTS también calculará y publicará el coeficiente de corrección por temperatura (C_{temp2}).

X_{dia}	X_{dia-1}	X_{dia-2}	X_{dia-3}	X_{dia-4}	X_{dia-5}	X_{dia-6}	X_{dia-7}
0,507	0,136	0,136	0,114	0,032	0,025	0,025	0,025

El término $C2_{dia-n}$ de cada día se calculará para cada provincia como el cociente entre los grados día (base 15) del día de gas (n) y el promedio diario de los grados día del mismo mes del año o años que se hayan empleado como referencia para el cálculo del perfil, utilizando temperaturas reales o, en su defecto, la mejor estimación posible que se hubiera dispuesto, utilizando en ambos casos información de la Agencia Estatal de Meteorología.

$$C2_{dia-n} = \frac{\text{grados}_{dia \text{ gas } (n)} + K_{T2}}{\text{grados}_{dia_día \text{ promedio_perfil}} + K_{T2}}$$

Los grados día gas(n) se calcularán según la siguiente expresión:

$$\text{grados día gas (n)} = \begin{cases} 0 & \text{si } T_{\min} \geq 15^\circ \\ (15^\circ - T_{\min})/4 & \text{si } T_{\min} < 15^\circ < T_{\text{med}} \\ (15^\circ - T_{\min})/2 - (T_{\max} - 15^\circ)/4 & \text{si } T_{\text{med}} < 15^\circ \leq T_{\max} \\ 15^\circ - T_{\text{med}} & \text{si } T_{\max} < 15^\circ \end{cases}$$

Donde T_{\max} es la temperatura máxima diaria, T_{\min} , la temperatura mínima diaria, T_{med} la temperatura media diaria calculada como $(T_{\max} + T_{\min})/2$.

El valor inicial del coeficiente K_{T2} será igual a 4. Este valor podrá ser revisado y modificado anualmente por el GTS, en colaboración con los operadores, y será publicado en el SL-ATR por el GTS con una antelación mínima de un mes a su aplicación.

Los grados día diapromedio_perfil serán la referencia de grados día con los que están calculados los perfiles unitarios P_u . Los grados día diapromedio_perfil serán publicados en el SL-ATR por el GTS y, si fuera necesaria su actualización, los nuevos perfiles se publicará en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes a su aplicación. Los grados día diapromedio_perfil se calcularán mediante la siguiente fórmula:

$$\text{grados día diapromedio_perfil} = \frac{\sum_1^N \left(\frac{\sum_{i=1}^N \text{grados día diarios mesequivalente}}{N} \right)}{K}$$

Donde N es el número de días del mes y K el número de periodos invernales utilizados para el cálculo del perfil.

Antes del 1 de octubre de cada año, el GTS determinará y publicará en el SL-ATR, para el año siguiente, las estaciones meteorológicas que se utilizarán para el cálculo de los coeficientes correctores de temperatura C_{temp1} y C_{temp2} , así como la relación de las provincias suministradas desde cada PCTD/PCDD. Para ello, el GTS solicitará esta información a los operadores de redes de distribución.

Los operadores de redes de distribución calcularán los perfiles unitarios de consumo para cada grupo de consumo y zona climática P_u y la asignación de provincia a zona climática utilizando los datos históricos de facturas y repartos de los operadores de redes de distribución que operen en cada provincia y los modelos matemáticos disponibles que mejor permitan su definición. Dichos perfiles, así como la asignación de provincia a zona climática, podrán ser revisados y modificados anualmente por los operadores, en colaboración con el GTS. Los nuevos valores serán publicados en el SL-ATR un mes antes de su aplicación.

Los coeficientes correctores de temperatura, los perfiles unitarios y las zonas climáticas serán comunes para todos los operadores de redes de distribución.

Con periodicidad bienal, el GTS, en coordinación con los operadores, valorará la conveniencia de revisar los parámetros utilizados en este apartado para la elaboración de los repartos. La CNMC y la DGPEM podrán solicitar el acceso a los datos empleados para su cálculo, así como a los perfiles unitarios de consumo, para la supervisión de los mismos.

3.7.4 Consumo en puntos de suministro con telemedida para el reparto final provisional (m+3) y el reparto final definitivo (m+15). Se asignará a cada usuario el valor del consumo asignado en el reparto diario provisional (d+1), considerando la mejor información disponible en cada momento. Si no hubiese correcciones, el valor diario asignado en el reparto final provisional (m+3) y el reparto final definitivo (m+15) coincidirá con el valor diario asignado en el reparto provisional (d+1).

3.7.5 Consumo diario en puntos de suministro sin telemedida para el reparto final provisional (m+3) y el reparto final definitivo (m+15). Para cada uno de los grupos de reparto «Consumidores tipo 1» (distinguiendo entre consumidores suministrados a presión $P > 4$ bar y consumidores suministrados a presión $P \leq 4$ bar y consumo superior a 50.000 kWh/año) y «Consumidores tipo 2», por PCTD/PCDD y para cada día «n» del periodo de lectura, se obtendrá el peso del reparto diario provisional (d+1) del día «n», respecto a la suma de los repartos diarios provisionales (d+1) de ese tipo de cliente para todos los días del periodo de lectura del consumo. Para distribuir entre los días la lectura del consumo del cliente, el peso obtenido para cada día «n» se multiplica por el valor del consumo de la citada lectura.

El resultado de la operación será el valor de consumo asignado al día d para ese cliente en el PCTD/PCDD.

Para calcular el consumo asignado en el PCTD/PCDD de un usuario se sumarán todos los consumos de los clientes de dicho usuario.

El reparto final definitivo (m+15) se determinará de la misma forma que el reparto final provisional (m+3), con la mejor información disponible en ese momento; si no hubiese correcciones, el valor diario asignado en el reparto final definitivo (m+15) coincidirá con el valor diario asignado en el reparto final provisional (m+3).

3.7.6 Asignación de provincias a zonas climáticas. La asignación de provincias a cada zona climática será propuesta por los operadores de redes de distribución en coordinación con el GTS, agrupándolas en función de la similitud de los perfiles de consumo calculados según lo indicado en el apartado 3.7.3 de este Capítulo. El listado de zonas climáticas y las provincias incluidas en cada una de ellas se publicará en el SL-ATR. Las zonas climáticas podrán ser revisadas y modificadas anualmente por los operadores de redes de distribución, en coordinación con el GTS. Las actualizaciones serán publicadas en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación.

4. Calendario de repartos

La elaboración de los repartos seguirá los calendarios expuestos en este apartado.

En el caso de que alguno de los hitos establecidos para los repartos final provisional (m+3) y final definitivo (m+15) en los calendarios correspondiese a un sábado, domingo o festivo nacional, este será desplazado al día laborable inmediatamente posterior.

Antes del 15 de septiembre de cada año, el GTS publicará el calendario del proceso de repartos final provisional (m+3) y final definitivo (m+15) del año de gas siguiente. Estos calendarios se podrán revisar con el fin de identificar y rectificar las posibles inconsistencias que pudieran producirse en los envíos y publicaciones de esta información. En cualquier caso, los repartos final provisional (m+3) y final definitivo (m+15) ya cerrados deberán ser publicados en el SL-ATR antes de la finalización del mes m+3 y m+15 respectivamente.

4.1 Reparto diario provisional (d+1):

– Antes de las 4 horas y 15 minutos posteriores al cierre del día de gas, los responsables del reparto recibirán las cantidades a repartir (envío de ficheros de mensajería desde el SL-ATR con las cantidades a repartir).

– Antes de las 6 horas y 15 minutos posteriores al cierre del día de gas, los responsables del reparto comunicarán al GTS los repartos correspondientes al día d (envío de ficheros de mensajería de cantidades repartidas al SL-ATR).

– Antes de las 6 horas y 30 minutos posteriores al cierre del día de gas, el SL-ATR publicará la información sobre el reparto.

– Antes de las 7 horas y 45 minutos posteriores al cierre del día de gas, los usuarios, el GTS o los operadores podrán reclamar del reparto diario provisional d+1, conforme a lo dispuesto en el apartado 7 del Capítulo X.

– Antes de las 8 horas posteriores al cierre del día de gas, los responsables del reparto recibirán, si corresponde, nuevas cantidades a repartir (envío de ficheros de mensajería desde el SL-ATR con las nuevas cantidades a repartir).

– Antes de las 9 horas y 15 minutos posteriores al cierre del día de gas, los responsables del reparto revisarán y calcularán de nuevo el reparto del día d, si fuera necesario, comunicando a través del SL-ATR el resultado de dicha revisión, en cumplimiento de lo dispuesto en el apartado 7 del Capítulo X.

– Antes de las 9 horas y 45 minutos posteriores al día de gas, el SL-ATR publicará el reparto d+1.

4.2 Reparto final provisional (m+3):

– Antes de la finalización del día 6 del mes m+3, los responsables del reparto recibirán las cantidades a repartir correspondientes a los días del mes m (envío de ficheros de mensajería desde el SL-ATR con las cantidades a repartir).

– Antes de la finalización del día 13 del mes m+3, los responsables del reparto comunicarán al GTS los repartos correspondientes al mes m (envío de ficheros de mensajería de cantidades repartidas al SL-ATR).

– Antes de la finalización del día 14 del mes m+3, el SL-ATR publicará los repartos m+3 del mes m de todos los puntos.

– Antes de la finalización del día 18 del mes m+3, los usuarios, el GTS o los operadores podrán solicitar la revisión de los repartos m+3 del mes m.

– Antes de la finalización del día 21 del mes m+3, los responsables del reparto recibirán, si corresponde, nuevas cantidades a repartir (envío de ficheros de mensajería desde el SL-ATR con las cantidades a repartir).

– Antes de la finalización del día 25 del mes m+3, los responsables del reparto comunicarán al GTS los repartos correspondientes al mes m (envío de ficheros de mensajería de cantidades repartidas al SL-ATR).

– Antes de la finalización del día 26 del mes m+3, y una vez se disponga de toda la información de los repartos m+3, el SL-ATR publicará los repartos m+3 del mes m de todos los puntos.

4.3 Reparto final definitivo (m+15). Los plazos para realizar el reparto m+15 correspondiente al mes m serán los mismos que se detallan en el apartado anterior (4.2 de este Capítulo), pero referidos al mes m+15.

5. Controles para el reparto en los puntos PCTD, PCDD, PCLD, PCTG y PCDG

5.1 Máxima cantidad previsible en puntos PCTD, PCDD, PCLD, PCTG y PCDG. Cada día, el SL-ATR realizará una comparativa entre la cantidad medida (emisión) facilitada por el responsable de la misma en cada PCTD/PCDD/PCLD/PCTG/PCDG y su valor máximo previsible. En el caso de que la cantidad diaria enviada para un punto supere en un 50% la máxima cantidad previsible cargada en el SL-ATR, dicha cantidad será estimada por el SL-ATR. En el supuesto de que el punto de conexión sea un PCTD o un PCDD, la estimación se realizará a partir de la suma de los repartos telemedidos y no telemedidos calculados por el responsable del reparto (asumiendo que la diferencia entre la emisión neta en el punto definida en el apartado 3 de este capítulo y los consumos incrementados en sus mermas retenidas correspondientes es nula) y las medidas de los PCTD/PCDD conectados directamente con la red. Si se trata de un PCLD, PCTG o PCDG, dicha estimación será el propio valor de la emisión máxima previsible.

El hecho será comunicado a través del SL-ATR a los operadores y usuarios afectados para que, dentro de los plazos establecidos en el proceso diario de repartos diarios provisionales (d+1), puedan revisar, modificar o reclamar sus datos.

5.2 Controles en repartos diarios provisionales (d+1) en PCTD/PCDD y PCLD. El reparto diario provisional (d+1) en los puntos PCTD/PCDD/PCLD contará, al menos, con los siguientes controles:

1. Control del reparto diario provisional (d+1):

- Responsable: Responsable del reparto.
- Control: Comprobar que la telemetida real agregada de un PCTD/PCDD no supera 1,3 veces el valor de la emisión neta.
- Acción: El responsable del reparto revisará la telemetida. En el caso de que esta sea correcta, el responsable generará una reclamación a la emisión conforme a lo establecido en la normativa vigente. En el caso de que esta reclamación conlleve una modificación de la cantidad a repartir, esta será corregida en el segundo envío de los repartos diarios provisionales (d+1). En caso de que se compruebe que el error pudiera estar en una o varias telemetidas reales, el responsable del reparto aplicará el procedimiento de estimación del reparto diario provisional (d+1) para el cliente telemetido. Esta corrección será recogida en el envío de la primera versión de repartos diarios provisionales (d+1).

2. Control de la telemetida:

- Responsable: Responsable del reparto.
- Control: Comprobar que la lectura diaria de una telemetida no supera en dos veces la capacidad contratada.
- Acción: El responsable del reparto revisará, antes del envío del reparto, las telemetidas que superen este valor. En el caso de que, tras su análisis, se considere que la telemetida es errónea, pero no se disponga del valor correcto, se estimará la medida.

5.3 Revisión del GTS del reparto diario provisional (d+1) en puntos PCTD y PCDD. En cada ejecución del algoritmo de repartos diarios provisionales en PCTD/PCDD, siempre que la suma de los repartos por usuario enviadas por el responsable del reparto no coincida con la emisión neta calculada según lo definido en el apartado 3 de este Capítulo, se aplicará un procedimiento denominado «revisión del GTS», que ajustará la emisión neta y la suma de los repartos enviados por el responsable del reparto.

Así, para cada día de gas y punto de conexión PCTD/PCDD, el SL-ATR calculará la diferencia entre la emisión neta diaria y la suma de los repartos provisionales diarios (d+1) asignados a los usuarios en dicho punto. Cuando el valor absoluto de dicha diferencia sea superior a un margen de tolerancia establecido (T_{revGTS}), el SL-ATR asignará de forma automática dicha diferencia entre los usuarios.

Inicialmente, el margen de tolerancia T_{revGTS} queda fijado en 100 kWh/día. Este valor podrá ser revisado anualmente y, en caso de modificación, el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes a su aplicación.

Revisión del GTS $d, p = \text{Emisión neta diaria a repartir } d, p - \text{Repartos diarios provisionales } d, p$

Dónde:

- Emisión neta diaria a repartir d, p : Valor calculado conforme a lo dispuesto en el apartado 3 de este capítulo, correspondiente al día d y punto p.
- Repartos diarios provisionales d, p : Suma de los repartos diarios provisionales (d+1) asignados a los usuarios para un día d y punto p, enviados por los responsables del reparto y procesados por el SL-ATR.

Cuando el valor absoluto de la revisión del GTS en un punto de conexión supere el margen de tolerancia, el SL-ATR asignará esta diferencia entre los usuarios según los siguientes criterios:

a) Si se dispone de medida de emisión neta diaria, así como de cantidades de reparto provisional diario (d+1) asignadas a usuarios diferentes de cero, el SL-ATR repartirá la revisión del GTS entre los usuarios, de forma proporcional a su reparto provisional diario (d+1).

Si la emisión neta diaria es cero, el algoritmo se ejecuta igualmente, con lo que asignaría cantidades negativas a cada usuario.

Sin embargo, si en el SL-ATR no se dispone de la emisión neta diaria, el algoritmo no se ejecutaría.

b) Si se dispone de la emisión neta diaria, pero no se dispone de cantidades de reparto provisional diario (d+1) asignadas a usuarios, el SL-ATR repartirá la revisión del GTS entre los usuarios que tengan cantidades asignadas como repartos en el día anterior, de forma proporcional a dichas cantidades.

Si dicha información tampoco estuviera disponible, el SL-ATR iniciaría una búsqueda de información en los quince días anteriores. Si en esos quince días no encuentra repartos diarios provisionales (d+1) distintos de cero, la revisión del GTS se repartiría a partes iguales entre todos los usuarios del punto.

c) Si se dispone de emisión neta diaria distinta de cero, pero todas las cantidades de reparto provisional diario (d+1) asignadas a usuarios son cero, el valor de la revisión del GTS global se repartiría a partes iguales entre todos los usuarios.

5.4 Intervención especial del GTS ante situaciones excepcionales de alto impacto en el reparto diario provisional en puntos PCTD, PCDD y PCLD. Se define como intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales (d+1) aquella que realiza el GTS cuando se den situaciones excepcionales que se pudieran tener un alto impacto en la calidad de dichos repartos. Se considerarán «situación excepcional que requiere la intervención especial del GTS» las siguientes:

– La diferencia entre la emisión neta diaria y los consumos diarios incrementados en las mermas reconocidas en el PCTD/PCDD/PCLD supera, en valor absoluto, dos veces la emisión neta diaria calculada con las emisiones máximas previsibles.

– La emisión neta diaria difiere, en valor absoluto, en más de 100 GWh/día la estimación global del GTS en función de su información operativa.

– Fallos del proceso de repartos o del sistema SL-ATR que no permiten proporcionar la información a los usuarios del reparto diario provisional (d+1) en los plazos estipulados.

– Fallo total de los sistemas de un responsable del reparto que no permitan disponer de ninguna información de la primera o de la segunda versión del reparto diario provisional (d+1) en los plazos estipulados, en el caso de que la revisión del reparto realizada por el GTS según el apartado 6.3 anterior suponga más del 5% en valor absoluto de la emisión neta global del sistema.

– Fallos del proceso de repartos diarios o de los sistemas del GTS que no permiten disponer de la información que responsables del reparto necesitan para la elaboración del reparto diario provisional en los plazos estipulados en esta normativa. Este punto se aplicaría a ficheros de PCS, información de emisiones diarias enviadas desde el SL-ATR a los distribuidores o fallos de comunicaciones con el GTS.

Dentro de los motivos de intervención no se considerarán errores las variaciones diarias del reparto diario provisional resultado de la aplicación correcta de las fórmulas establecidas en este procedimiento, por grandes que fueran.

La intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales también podrá ser solicitada al GTS por cualquier sujeto del sistema que interviene en el proceso

(operadores y usuarios). La solicitud deberá realizarse por escrito y deberá ir acompañada, al menos, de la siguiente información:

- Sujeto solicitante.
- Tipo de sujeto: Transportista/distribuidor/usuario.
- Día de gas.
- Información afectada: Emisiones/repartos/ambos.
- Etapa del proceso de cálculo del reparto afectada: Versión inicial del reparto – V1/ versión revisada del reparto – V2.
- Control o filtro establecido no superado por el proceso y por el que se solicita la declaración de intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales.

Una vez analizada la solicitud y el impacto sobre los usuarios y/o la operativa del sistema, el GTS podrá intervenir en el proceso de repartos diarios provisionales.

Cuando sea necesaria, el GTS realizará una «declaración de intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales (d+1)», la cual será comunicada, tan pronto como sea posible, a todos los sujetos afectados, indicando el motivo del fallo, en caso de que esté identificado, y los pasos a seguir.

Tan pronto como se identifique el origen del fallo y se disponga de una estimación del plazo de resolución del mismo, el GTS procederá a comunicar el avance a todos los agentes afectados. En el caso de que la declaración de intervención especial esté motivada por un fallo en los sistemas de los responsables del reparto, será responsabilidad de estos mantener informado al GTS de las acciones correctoras llevadas a cabo para restablecer la situación normal y el avance de las mismas.

Cuando se considere que la situación del proceso de repartos diarios provisionales (d+1) se ha restablecido, se procederá a informar a los agentes afectados. En el caso de tratarse de un fallo generalizado en el proceso, será responsabilidad del GTS emitir la comunicación a todos los agentes, indicando que se ha restablecido la situación normal y que la información referente a repartos diarios provisionales (d+1) se encuentra a disposición de los usuarios a través de los cauces habituales. En el caso de que el fallo haya estado originado por los sistemas de los responsables del reparto, será responsabilidad de estos verificar el restablecimiento de sus procesos. Tan pronto como hayan subsanado los fallos, lo pondrán en conocimiento del GTS, que emitirá la comunicación a todos los agentes indicando que se ha restablecido la situación normal y que la información referente a repartos diarios provisionales (d+1) se encuentra a disposición de los usuarios a través de los cauces habituales. En cualquier caso, se comunicará adecuadamente la evolución de la resolución de la incidencia a todos los agentes afectados.

La intervención especial del GTS en el proceso de repartos diarios provisionales (d+1) podrá tener como consecuencia paradas de las cadenas en el SL-ATR y retrasos en la publicación de los repartos diarios provisionales (d+1).

6. Información a proporcionar sobre los repartos en puntos PCTD Y PCDD

6.1 Envío de la información del reparto diario provisional (d+1). El reparto diario provisional (d+1) se enviará por el responsable del reparto al SL-ATR con el detalle que se indica a continuación, por PCTD/PCDD, usuario y día de gas:

- Código responsable del reparto: Según codificación SL-ATR.
- Código usuario: Según codificación SL-ATR.
- Fecha del día de gas al que corresponde el reparto.
- Código PCTD/PCDD: Según codificación SL-ATR.
- Revisado: S/N.
- Emisión neta (tal como se define en el apartado 2 de este capítulo) por PCTD/PCDD.

- Diferencia entre emisión neta y consumos incrementados en mermas reconocidas (total y asignado al usuario).
- Valor agregado de consumos con telemedida disponible (total y asignado al usuario).
- Valor agregado de consumos telemedidos no disponibles y por tanto estimados (total y asignado al usuario).
- Valor agregado de consumos del grupo de reparto consumidores tipo 1 (total y asignado al usuario), distinguiendo entre consumos a presión $P > 4$ bar y presión $P \leq 4$ bar.
- Valor agregado de consumos del grupo de reparto consumidores tipo 2 (total y asignado al usuario).
- Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos asignados, distinguiendo para cada grupo de reparto y dentro del grupo de reparto consumidores tipo 1, entre los consumos a presión $P > 4$ bar y $P \leq 4$ bar.
- Valor agregado del reparto diario provisional y valor agregado de la revisión GTS (total y asignado al usuario).

Toda la información para que los datos y cálculos relativos al reparto diario provisional (d+1) sean trazables por el usuario estará disponible en el SL-ATR y podrán ser consultados por el mismo.

Adicionalmente, el responsable del reparto en el punto PCTD/PCDD mantendrá disponible y accesible para cada usuario, en su sistema informatizado, un inventario del número de clientes desglosado por punto de conexión (PCTD/PCDD), grupo de reparto y zona climática. Concretamente, cada día pondrá a disposición de los usuarios.

- a) Para el grupo de reparto consumidores tipo 1:
 - Código responsable del reparto: Según codificación SL-ATR.
 - Código usuario: Según codificación SL-ATR.
 - Código PCTD/PCDD: según codificación SL-ATR.
 - Fecha de reparto.
 - CUPS.
 - Consumo diario en kWh.
 - Tipo de consumo: real, estimado, estimado usuario, no telemedido.
 - Fecha y hora de publicación.
- b) Para el grupo de reparto consumidores tipo 2:
 - Código responsable del reparto: según codificación SL-ATR.
 - Código usuario: según codificación SL-ATR.
 - Fecha de reparto.
 - Código PCTD: según codificación SL-ATR.
 - Grupo de consumo (consumo ≤ 5.000 kWh/año y consumo > 5.000 kWh/año): Según codificación SL-ATR.
 - Número de consumidores.
 - Consumo diario en kWh.
 - Fecha y hora de publicación.

Esta información se publicará para todos los PCTD/PCDD en los que el usuario tenga puntos de suministro. Además, se proporcionará a cada usuario el número total de clientes por grupo de reparto en cada punto PCTD/PCDD.

En caso de disconformidad por parte de un usuario respecto al reparto agrupado de sus consumidores tipo 2, el responsable del reparto estará obligado a remitir la información utilizada para realizar el cálculo.

6.2 Envío de la información del reparto final provisional (m+3). El reparto final provisional (m+3) se enviará por el responsable del reparto al SL-ATR, por PCTD/PCDD,

usuario y día de gas, con el mismo detalle que la información sobre el reparto diario provisional (d+1) que se detalla en el apartado 6.1, con las siguientes salvedades:

– Conforme a la Circular 7/2021, de la CNMC, la suma para todos los días del mes m de la diferencia entre emisión neta diaria y los consumos incrementados en mermas reconocidas (total y asignado al usuario) en el PCTD/PCDD constituirán el saldo de mermas en distribución correspondiente al PCTD/PCDD (total, y asignado al usuario).

– El valor agregado de consumos teledados (total y asignado al usuario) se proporcionará desglosado entre aquéllos suministrados a presión superior a 16 bar, mayor de 4 bar y no superior a 16 bar, y no superior a 4 bar.

Toda la información para que los datos y cálculos relativos al reparto diario final provisional sean trazables por el usuario estará disponible en el SL-ATR y podrán ser consultados por el mismo.

Adicionalmente, el responsable del reparto en el punto PCTD/PCDD mantendrá disponible, para cada usuario, en su sistema informatizado la misma información que se detalla para el reparto diario provisional (d+1) en el apartado 6.1 anterior, indicando el mes de reparto (en lugar de la fecha de reparto).

En caso de disconformidad por parte de un usuario respecto al reparto agrupado de sus consumidores tipo 2, el responsable del reparto estará obligado a remitir la información utilizada para realizar el cálculo.

6.3 Envío de la información del reparto final provisional (m+15). Toda la información para que los datos y cálculos relativos al reparto final definitivo sean trazables por el usuario estará disponible en el SL-ATR y podrán ser consultados por el mismo. La información se facilitará con el mismo detalle que la del reparto final provisional (m+3).

CAPÍTULO V

Balance

1. Condiciones generales

Se calcularán dos tipos de balances relativos al sistema gasista: el balance físico de las instalaciones, que permitirá, entre otros, determinar las existencias y mermas reales de las infraestructuras y garantizar la correcta operación del sistema en su conjunto, y el balance individual de los usuarios en las distintas áreas de balance (TVB, PVB y AVB), que permitirá determinar las existencias y el desbalance de cada usuario.

Adicionalmente, se determinarán balances del gas de los transportistas en cada una de sus infraestructuras y del GTS en todas las áreas de balance.

Toda la información relativa a los balances estará disponible en el SL-ATR. Además, el GTS deberá poner a disposición de cada usuario, en el SL-ATR, toda la información necesaria para la reproducción y trazabilidad del cálculo de los balances individuales por cada usuario.

2. Balances físicos de las instalaciones

2.1 Conceptos generales. Los operadores de las infraestructuras del sistema gasista deberán realizar, para cada día de gas, un balance físico diario del gas que transita por sus instalaciones y enviar diariamente al SL-ATR toda la información necesaria para la reproducción de los cálculos.

Los balances físicos servirán al operador de cada infraestructura para:

- Garantizar la correcta operación de cada infraestructura.
- Controlar, minimizar y supervisar el volumen de las mermas asociadas a las pérdidas, fugas, venteos y diferencias de medición.
- Proporcionar el gas entregado a lo largo del día de gas a los usuarios en cada punto de entrada y de salida de las instalaciones.

Los balances físicos relativos a las instalaciones de regasificación, almacenamientos subterráneos y red de transporte serán supervisados por el GTS, quién podrá requerir un mayor alcance y frecuencia al dispuesto en este capítulo, así como establecer el nivel de detalle de la información a proporcionar al respecto, en función de su incidencia en la operación del sistema.

Los balances físicos por instalación se calcularán empleando las mediciones efectuadas en los diferentes puntos de medición del sistema gasista, incluyendo la medición de existencias y autoconsumos.

El calendario a seguir para el cálculo del balance físico diario para será el mismo que el definido en el apartado 3.5 de este capítulo para el cálculo del balance provisional (d +1) de los usuarios.

2.2 Balance físico en las plantas de regasificación. Se calculará un balance por instalación, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Existencias iniciales} + \text{Entradas} = \text{Salidas} + \text{Existencias finales} + \text{Autoconsumos} + \text{Merzas reales}$$

Siendo:

- Existencias iniciales: Existencias iniciales de GNL en tanques en la planta a comienzos del primer día de gas del periodo considerado, en kWh.
- Entradas: Descarga de buques durante el periodo considerado (PCDB), en kWh.
- Salidas: Carga de planta a buque (PCDB) y puesta en frío de buques (PCDB), regasificación (PCPR) y carga de cisternas (PCCC), durante el periodo considerado, en kWh.
- Existencias finales: Existencias finales de GNL en tanques en la planta al final del último día de gas del periodo considerado, en kWh.
- Autoconsumos: Consumos de gas en la planta durante el periodo considerado, en kWh. Su determinación se realiza conforme a lo dispuesto en el Capítulo IX.
- Merzas reales: Merzas ocurridas en la planta durante el periodo considerado, en kWh. Se calculan como resultado de la ecuación anterior.

2.3 Balance físico en las redes de transporte. Se calculará un balance por el conjunto de redes de transporte de cada titular, conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Existencias iniciales} + \text{Entradas} = \text{Salidas} + \text{Existencias finales} + \text{Autoconsumos} + \text{Merzas reales}$$

Siendo:

- Existencias iniciales: Existencias iniciales en el conjunto de las redes de transporte del titular a comienzos del primer día de gas del periodo considerado, en kWh.
- Entradas: Entradas al conjunto de las redes de transporte del titular desde las plantas de regasificación (PCPR), almacenamientos (PCAS), yacimientos (PCY), conexiones internacionales (PCI), puntos de inyección de otros gases (PCTG), puntos de conexión transporte-transporte (PCTT) y puntos de conexión transporte-distribución (PCTD), en kWh.
- Salidas: Salidas del conjunto de las redes de transporte del titular a puntos de conexión con líneas directas (PCLD), almacenamientos subterráneos (PCAS), conexiones internacionales (PCI), puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y puntos de conexión transporte-transporte (PCTT), en kWh.
- Existencias finales: Existencias finales en el conjunto de las redes de transporte del titular al final del último día de gas del periodo considerado, en kWh.
- Autoconsumos: Consumos de gas en la operación de los equipos de las instalaciones del conjunto de las redes de transporte del titular durante el periodo considerado, en kWh. Su determinación se realiza conforme a lo dispuesto en el capítulo IX.

– Mermas reales: mermas ocurridas en el conjunto de las redes de transporte del titular durante el periodo considerado, en kWh. Se calculan como resultado de la ecuación anterior.

2.4 Balance físico en los almacenamientos subterráneos. Se calculará un balance por instalación, conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Existencias iniciales} + \text{Entradas} = \text{Salidas} + \text{Existencias finales} + \text{Autoconsumos}$$

Siendo:

– Existencias iniciales: Existencias iniciales en el almacenamiento a comienzos del primer día de gas del periodo considerado, en kWh.

– Entradas: Inyección al almacenamiento desde la red de transporte (PCAS), en kWh.

– Salidas: Extracción del almacenamiento a la red de transporte (PCAS), en kWh.

– Existencias finales: Existencias finales en el almacenamiento al final del último día de gas del periodo considerado, en kWh. Se calculan como resultado de la ecuación anterior.

– Autoconsumos: Consumos de gas en el almacenamiento, en kWh. Su determinación se realiza conforme a lo dispuesto en el capítulo IX.

2.5 Balance físico en la red de distribución. Se calculará un balance por el conjunto de redes de distribución de cada titular, conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Entradas} = \text{Salidas} + \text{Mermas reales}$$

Siendo:

– Entradas: Entradas al conjunto de las redes de distribución del titular desde la red de transporte (PCTD), redes de distribución de otros distribuidores (PCDD) y entradas en puntos de inyección de otros gases (PCDG), en kWh.

– Salidas: Salidas del conjunto de las redes de distribución del titular a puntos de conexión con redes de transporte (PCTD), puntos de conexión con redes de otros distribuidores (PCDD), puntos de conexión con líneas directas (PCLD) y suministros a consumidores, en kWh.

– Mermas reales: Mermas ocurridas en el conjunto de las redes de distribución del titular durante el periodo considerado, en kWh.

3. Balances individuales de los usuarios

3.1 Conceptos generales. El GTS realizará balances individuales para todos y cada uno de los usuarios con cartera de balance en TVB/PVB/AVB, conforme a lo dispuesto en la Circular 2/2020 de la CNMC. Estos balances contendrán toda la información relativa a los repartos y nivel de existencias de los usuarios en las áreas de balance y serán puestos a disposición de los mismos a través del SL-ATR.

Los balances individuales de los usuarios se considerarán abiertos mientras no haya finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones de los repartos de los usuarios y cerrados una vez finalizado el mismo.

Se realizarán los siguientes balances individuales de los usuarios, que estarán disponibles en el SL-ATR:

– Balance diario provisional del día de gas (balance d+1), realizado el día posterior al día de gas, con la información de los repartos diarios provisionales (d+1) contenidos en el SL-ATR.

– Balance diario final provisional del día de gas (balance m+3), realizado antes de la finalización del mes m+3, con la información de los repartos diarios finales provisionales (m+3) contenidos en el SL-ATR.

– Balance diario final definitivo del día de gas (balance m+15), realizado antes de la finalización del mes m+15, con la información de los repartos diarios finales provisionales (m+15) contenidas en el SL-ATR.

3.2 Balances individuales de los usuarios en TVB.

3.2.1 Balance diario provisional (d+1). El balance diario provisional (d+1) del usuario con cartera de balance en TVB se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Existencias finales} = \text{Existencias iniciales} + \text{Entradas} - \text{Salidas} - \text{Cesiones en TVB} + \text{Adquisiciones en TVB}$$

Donde:

– Existencias finales: Cantidad de GNL del usuario almacenado en TVB al final del día de gas, en kWh.

– Existencias iniciales: Cantidad de GNL del usuario en TVB a comienzos del día de gas, en kWh.

– Entradas: reparto diario provisional (d+1) del usuario en puntos PCDB cuando se produce una descarga de buques, así como reparto diario provisional (d+1) en el punto PCPR cuando se produce una entrada de gas a TVB de PVB, en kWh.

– Salidas: Reparto diario provisional (d+1) del usuario en puntos PCDB cuando se produce una carga de planta a buque o puesta en frío de buques, reparto diario provisional (d+1) en el punto PCPR cuando se produce una entrada de gas a PVB desde TVB y reparto diario provisional (d+1) en puntos PCCC, en kWh.

– Cesiones en TVB: Operaciones de venta de GNL en TVB del usuario correspondientes al día de gas, en kWh.

– Adquisiciones en TVB: Operaciones de compra de GNL en TVB del usuario correspondientes al día de gas, en kWh.

Una vez calculadas las existencias finales del usuario, se evaluará el desbalance diario provisional (d+1) del usuario. Para ello se comparan las existencias finales calculadas con la capacidad de almacenamiento de GNL contratada por el usuario para ese día, pudiéndose presentar tres situaciones:

a) Existencias finales negativas. El usuario tiene un desbalance diario provisional (d+1) negativo por un valor igual a las existencias finales.

No obstante, si el usuario tuviera descarga de buque iniciada, se comprobará si el desbalance diario provisional (d+1) está cubierto por la cantidad de gas pendiente de descargar. El gas pendiente de descarga (GPD) del usuario, se calculará para cada buque con descarga iniciada y no finalizada, en función del día de descarga en el que se encuentre el buque. Así, si el buque con descarga no finalizada se encuentra en su primer día de descarga y no se ha recibido ninguna medición o reparto para dicho buque, GPD se computará con valor cero. En caso contrario, GPD se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$\text{GPD} = \text{QNom} - \sum_{i=1}^n \text{QRep}_i$$

Donde:

- GPD, cantidad de gas pendiente de descarga del buque del usuario.
- QNom, cantidad total a descargar del buque por el usuario.

– $QRep_i$, cantidad de reparto diario provisional (d+1) del usuario en punto PCDB ya descargada durante los 'n' días que el buque ha estado descargando.

En el caso de que el GPD calculado sea negativo, se considerará un valor de cero. Para un día de gas d, el GPD de un usuario será igual a la suma del GPD de todos los buques con descarga iniciada para dicho día.

Una vez calculado el GPD, este se compara con el desbalance diario provisional (d+1) calculado para el usuario, pudiéndose presentar dos escenarios, que podrán modificar los valores de dicho desbalance provisional (d+1) y las existencias finales del usuario para el día de gas d, según sigue:

a.1) El GPD supera o iguala el desbalance diario provisional (d+1) calculado: Se considera que el usuario no presenta desbalance provisional para el día de gas d, pero mantiene el valor de las existencias finales negativas.

a.2) El GDP no cubre la totalidad del desbalance diario provisional (d+1) calculado: Se considera que el usuario presenta un desbalance diario provisional (d+1) igual a la suma del desbalance diario provisional (d+1) negativo calculado inicialmente y el GDP.

b) Existencias finales positivas e iguales o inferiores a la capacidad de almacenamiento de GNL del usuario. El usuario no presenta desbalance y mantiene las existencias finales previamente calculadas.

c) Existencias finales d+1 positivas y superiores a la capacidad de almacenamiento de GNL del usuario. El usuario tiene un desbalance diario provisional (d+1) positivo por un valor igual a la diferencia entre las existencias finales calculadas y la capacidad de almacenamiento de GNL contratada.

3.2.2 Balance diario final provisional (m+3). El balance diario final provisional (m+3) del usuario con cartera de balance en el TVB se calculará aplicando la misma fórmula definida para el balance diario provisional (d+1), pero considerando los valores de los repartos diarios finales provisionales (m+3).

Una vez calculadas las existencias finales en el TVB para cada día de gas del mes m, se evaluará, también para cada día de gas del mes m, el desbalance diario final provisional (m+3) del usuario. Para ello se comparan las existencias finales calculadas para cada día con la capacidad de almacenamiento de GNL contratada por el usuario para ese día, pudiéndose presentar tres situaciones:

a) Existencias finales negativas: el usuario presenta un desbalance final provisional (m+3) negativo para ese día de gas, por un valor igual a las existencias finales m+3.

b) Existencias finales positivas e inferiores a la capacidad de almacenamiento de GNL del usuario: El usuario no presenta desbalance final provisional (m+3) para ese día de gas.

c) Existencias finales positivas y superiores a la capacidad de almacenamiento de GNL del usuario: el usuario presenta un desbalance final provisional positivo (m+3) para ese día, por un valor igual a las existencias finales menos la capacidad de almacenamiento de GNL contratada correspondiente a ese día.

3.2.3 Balance diario final definitivo (m+15). El balance diario final definitivo (m+15) del usuario con cartera de balance en el TVB se calculará aplicando la misma fórmula definida para el balance diario provisional (d+1), pero considerando los valores de los repartos diarios finales definitivos (m+15).

Una vez calculadas las existencias finales en el TVB para cada día de gas del mes m, se evaluará, también para cada día de gas del mes m, el desbalance diario final definitivo (m+15) del usuario. Para ello se comparan las existencias finales calculadas

para cada día con la capacidad de almacenamiento de GNL contratada por el usuario para ese día, pudiéndose presentar tres situaciones:

- a) Existencias finales negativas: el usuario presenta un desbalance final definitivo (m+15) negativo para ese día, por un valor igual a las existencias finales.
- b) Existencias finales positivas e inferiores a la capacidad de almacenamiento de GNL del usuario: El usuario no presenta desbalance final definitivo (m+15) para ese día de gas.
- c) Existencias finales positivas y superiores a la capacidad de almacenamiento de GNL del usuario: El usuario tiene un desbalance final definitivo positivo (m+15) para ese día, por un valor igual a las existencias finales menos la capacidad de almacenamiento de GNL contratada correspondiente a ese día.

3.3 Balances individuales de los usuarios en PVB.

3.3.1 Balance diario provisional (d+1). El balance diario provisional d+1 del usuario con cartera de balance en PVB se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Desbalance del usuario} = \text{Entradas} - \text{Salidas} - \text{Cesiones en PVB} + \text{Adquisiciones en PVB}$$

Donde:

– Entradas: Reparto diario provisional (d+1) del usuario en puntos PCPR cuando se produce una salida de TVB a PVB, PCY, PCTG, PCAS cuando se produce una salida de AVB a PVB, PCI y PCDG, en kWh.

– Salidas: Reparto diario provisional (d+1) del usuario en puntos PCI, PCAS cuando se produce una entrada de gas a AVB desde PVB, en los puntos PCPR cuando se produce una entrada de gas a TVB desde PVB, y entregas de gas a consumidores, para lo que se tendrán en consideración los repartos diarios provisionales (d+1) en PCTD, PCDD y PCLD, en kWh.

– Cesiones en PVB: Operaciones de venta de gas en PVB del usuario correspondientes al día de gas, en kWh.

– Adquisiciones en PVB: Operaciones de compra de gas en PVB del usuario correspondientes al día de gas, en kWh.

Los usuarios no tendrán existencias a su nombre en el PVB al finalizar el día de gas (desbalance = 0), salvo que el usuario hubiera adquirido algún servicio en vigor a tal efecto. En este caso, si el desbalance calculado según la fórmula anterior fuera positivo, se comparará con el derecho de almacenamiento proporcionado por el servicio adquirido. Se considerará que el usuario no presenta desbalance, si la cantidad calculada según la fórmula anterior teniendo además en cuenta las existencias del usuario al comienzo del día de gas, esto es, $\text{Desbalance del usuario} = \text{Existencias iniciales} + \text{Entradas} - \text{Salidas} - \text{Cesiones en PVB} + \text{Adquisiciones en PVB}$, es igual o inferior al derecho de almacenamiento. Si fuera superior, la cantidad de desbalance calculada por la fórmula se minorará en el derecho de almacenamiento proporcionado por el servicio adquirido.

3.3.2 Balance diario final provisional (m+3). El balance diario final provisional (m+3) del usuario con cartera de balance en el PVB se calculará aplicando la misma fórmula definida para el balance diario provisional (d+1), pero considerando los valores de los repartos diarios finales provisionales (m+3).

3.3.3 Balance diario final definitivo (m+15). El balance diario final definitivo (m+15) del usuario con cartera de balance en el PVB se calculará aplicando la misma fórmula definida para el balance diario provisional (d+1), pero considerando los valores de los repartos diarios finales definitivos (m+15).

3.4 Balances individuales de los usuarios en AVB. De conformidad con la Circular 2/2020, de la CNMC, para cada día de gas, en AVB se calculará un único balance, el balance final definitivo, calculado el día después del día de gas. El balance final definitivo (d+1) del usuario con cartera de balance en AVB se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Existencias finales} = \text{Existencias iniciales} + \text{Entradas} - \text{Salidas} - \text{Cesiones en AVB} + \text{Adquisiciones en AVB}$$

Donde:

- Existencias finales: Cantidad de gas del usuario en AVB al final del día de gas, en kWh.
- Existencias iniciales: Cantidad de gas del usuario en AVB a comienzos del día de gas, en kWh.
- Entradas: Reparto diario provisional (d+1) del usuario en el punto PCAS cuando se produce una salida de PVB a AVB, en kWh.
- Salidas: Reparto d+1 del usuario en el punto PCAS cuando se produce una entrada a PVB desde AVB, en kWh.
- Cesiones en AVB: Operaciones de venta de gas en AVB del usuario correspondientes al día de gas, en kWh.
- Adquisiciones en AVB: Operaciones de compra de gas en AVB del usuario correspondientes al día de gas, en kWh.

Una vez calculadas las existencias finales se evaluará el desbalance final definitivo (d+1) del usuario. Para ello se comparan las existencias finales calculadas con la capacidad de almacenamiento contratada por el usuario para ese día, pudiéndose presentar tres situaciones:

- a) Existencias finales negativas: el usuario presenta un desbalance final definitivo (d+1) negativo, por un valor igual a las existencias finales calculadas inicialmente.
- b) Existencias finales positivas e inferiores a la capacidad de almacenamiento del usuario: el usuario no presenta desbalance y mantiene las existencias finales previamente calculadas.
- c) Existencias finales positivas y superiores a la capacidad de almacenamiento del usuario: el usuario presenta un desbalance final definitivo (d+1) positivo, por un valor igual a la diferencia entre las existencias finales calculadas y la capacidad de almacenamiento contratada.

3.5 Calendario para la elaboración de los balances individuales de los usuarios La elaboración de los balances individuales de los usuarios seguirá los calendarios siguientes:

- Balances d+1: el GTS los publicará en el SL-ATR antes de las nueve horas y media posteriores a la finalización del día de gas.
- Balances m+3: el GTS los publicará en el SL-ATR antes del primer día laborable del mes m+4.
- Balances m+15: el GTS los publicará en el SL-ATR, antes del primer día laborable del mes m+16.

Antes del 15 de septiembre de cada año, el GTS publicará el calendario del proceso de balances m+3 y m+15 del año de gas siguiente, con el fin de identificar y rectificar las posibles inconsistencias que pudieran producirse en los hitos de envío y publicación de esta información.

3.6 Prebalance del día de gas. Con carácter adicional a los balances provisional (d+1), final provisional (m+3) y final definitivo (m+15), una vez concluido el último ciclo de renominación del día de gas d, el GTS calculará, para dicho día de gas y para cada área de balance (TVB, PVB y AVB), un balance de los usuarios (denominado prebalance), al

objeto de determinar su nivel de riesgo de desbalance y establecer la cuantía de garantías por desbalances establecidas en la Circular 2/2020. Dicho prebalance cumplirá lo establecido en la citada Circular 2/2020. La información sobre el prebalance se publicará en el SL-ATR para cada usuario lo antes posible y siempre con anterioridad a la finalización del día de gas d.

3.6.1 Prebalance en PVB Para cada usuario y día de gas d, el prebalance en PVB se calculará conforme a la siguiente fórmula (en kWh):

$$\text{Prebalance PVB}_d = [\text{Demanda} + (\text{Salidas}_{\text{PVB}} - \text{Entradas}_{\text{PVB}}) + (\text{Cesiones}_{\text{PVB}} - \text{Adquisiciones}_{\text{PVB}}) - \text{Existencias iniciales}_{\text{PVB}}]$$

Siendo:

- Demanda: Mejor estimación de la demanda del usuario:
 - En los puntos PCLD: Cantidad nominada. En ausencia de nominación, se usará la información correspondiente a la provisión de información del día de gas d (último fichero de provisión de información enviado, que no incluye las mermas retenidas correspondientes), según lo dispuesto en el apartado 5 de este Capítulo.
 - En los puntos PCTD/PCDD: Cantidad informada correspondiente a la provisión de información del día de gas d (último fichero de provisión de información enviado, que no incluye las mermas retenidas correspondientes), según lo dispuesto en el apartado 5 de este capítulo.

Los consumos se verán incrementados en las mermas correspondientes, conforme a lo establecido en la Circular 7/2021 de la CNMC.

- Salidas PVB: Última nominación/renominação confirmada de salida desde el PVB a conexión internacional (PCI), a planta de regasificación (PCPR), a almacenamiento subterráneo (PCAS) y, si lo hubiera, al almacenamiento en PVB del usuario.

- Entradas PVB: Última nominación/renominação confirmada de entrada al PVB desde conexión internacional (PCI), planta de regasificación (PCPR), almacenamiento subterráneo (PCAS), yacimiento (PCY) e inyección de otros gases (PCTG y PCDG) y, si lo hubiera, desde el almacenamiento en PVB del usuario. En los puntos de entrada se descontarán las mermas reconocidas, calculadas según lo establecido en la Circular 7/2021 de la CNMC.

- Cesiones PVB: Cantidad de gas vendido por el usuario con entrega en PVB el día «d» y el día «d+1».

- Adquisiciones PVB: Cantidad de gas comprado por el usuario con entrega en PVB el día «d» y el día «d+1», en kWh.

- Existencias iniciales PVB: Existencias iniciales de gas en PVB al comienzo del día de gas; este valor será cero mientras no se desarrolle el servicio de flexibilidad de almacenamiento en PVB.

3.6.2 Prebalance en TVB. Para cada usuario y día de gas d, el prebalance en TVB se calculará conforme a la siguiente fórmula (en kWh):

$$\text{Prebalance TVB}_d = [(\text{Salidas}_{\text{TVB}} - \text{Entradas}_{\text{TVB}}) + (\text{Cesiones}_{\text{TVB}} - \text{Adquisiciones}_{\text{TVB}}) - \text{Existencias iniciales}_{\text{TVB}}]$$

Donde:

- Salidas TVB: Última nominación/renominação confirmada de regasificación (PCPR), carga de buque (PCDB), puesta en frío (PCDB) y carga de cisternas (PCCC). En los puntos de salida se descontarán las mermas reconocidas, calculadas según lo establecido en la Circular 7/2021 de la CNMC.

- Entradas TVB: Última nominación/renominação confirmada de licuefacción virtual (salida de PVB a planta de regasificación, PCPR) y de descarga de buque (PCDB). En

los puntos de entrada se descontarán las mermas reconocidas, calculadas según lo establecido en la Circular 7/2021 de la CNMC.

- Cesiones $_{TVB}$: Cantidad de GNL vendido por el usuario con entrega en TVB, correspondientes al día d y d+1.
- Adquisiciones $_{TVB}$: Cantidad de GNL comprado por el usuario con entrega en TVB, correspondientes al día d y d+1.
- Existencias iniciales TVB: Existencias iniciales de GNL en TVB al comienzo del día d. Dicho valor será igual al valor de las existencias finales del balance del día anterior al día de gas.

En el cálculo del prebalance no se tendrá en cuenta la carga de buques que superen un umbral mínimo a definir por el GTS que estará publicado en el SL-ATR, dado que es una operación que puede precisar varios días para completarse. También quedarán excluidas en las adquisiciones y cesiones vinculadas a descargas correspondientes al día de gas d+1.

Para confirmar el prebalance en TVB calculado con la fórmula anterior, se tendrá en cuenta también si el usuario presenta Gas Pendiente de Descarga (GPD), definido en el apartado 3 de este Capítulo. Así, si la descarga se alarga por encima de ese día de gas, se considerará, en el cálculo del desbalance para el segundo día de gas y sucesivos, la diferencia entre la nominación del buque y la energía descargada medida y enviada por el operador de la planta hasta el día anterior.

3.6.3 Prebalance en AVB. Para cada usuario y día de gas d, el prebalance en AVB se calculará conforme a la siguiente fórmula (en kWh):

$$\text{Prebalance AVB}_d = [(\text{Salidas}_{AVB} - \text{Entradas}_{AVB}) + (\text{Cesiones}_{AVB} - \text{Adquisiciones}_{AVB}) - \text{Existencias iniciales}_{AVB}]$$

Donde:

- Salidas $_{AVB}$: Última nominación/renombración confirmada de extracción del AVB (PCAS)
- Entradas $_{AVB}$: Última nominación/renombración confirmada de inyección en AVB (PCAS).
- Cesiones $_{AVB}$: Cantidad de gas vendido por el usuario en AVB, correspondientes al día d y d+1.
- Adquisiciones $_{AVB}$: cantidad de gas comprado por el usuario en AVB, correspondientes al día d y d+1.
- Existencias iniciales $_{AVB}$: Existencias del usuario en AVB al comienzo del día d. Dicho valor será igual al valor de las existencias finales del balance del día anterior al día de gas.

4. Determinación de otros balances

El GTS realizará balances individuales de gas en TVB, PVB y AVB para cada uno de los operadores de instalaciones de transporte y para el GTS mismo. En todos los casos, se calcularán los siguientes balances, que no estarán sometidos al proceso de liquidaciones por desbalance y que estarán disponibles en el SL-ATR:

- Balance diario provisional del día de gas (balance d+1), realizado el día posterior al día de gas.
- Balance diario final provisional del día de gas (balance m+3), realizado antes de la finalización del mes m+3.
- Balance diario final definitivo del día de gas (balance m+15), realizado antes de la finalización del mes m+15.

Estos balances se considerarán abiertos mientras no haya finalizado el plazo establecido para la gestión de reclamaciones de los repartos y cerrados una vez finalizado el mismo.

Para cada uno de los operadores de instalaciones, el GTS calculará un balance separado correspondiente a su gas de operación o autoconsumo, su gas talón y su colchón, según aplique. Estos balances se determinarán teniendo en cuenta, en cada área de balance donde corresponda, las existencias de gas del operador al comienzo y al final del día de gas, así como las entradas y salidas de gas a dicha área de balance desde y hacia otras áreas de balance y por cesiones y adquisiciones de gas, si las hubiera.

Para el propio GTS, este calculará un balance separado correspondiente a cada uno de los gases siguientes: gas de operación o autoconsumo, gas talón, gas colchón, gas en la cuenta de balance operativo (OBA), gas por acciones de balance en PVB, gas de gestión de desbalances en TVB y AVB y gas de mermas. Estos balances se determinarán teniendo en cuenta, en cada área de balance donde aplique, las existencias del GTS de cada gas al comienzo y al final del día de gas, así como las entradas y salidas del gas a dicha área de balance si las hubiera, por:

- Cesiones y adquisiciones del GTS.
- Entregas a los operadores.
- Traspasos de gas con el fin de lograr una ubicación apropiada de cada uno de estos gases de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios.
- Entradas y salidas desde y hacia otras áreas de balance.

En el caso del balance correspondiente al gas de acciones de balance en PVB y al gas de gestión de desbalances en TVB y AVB, se tendrán además en cuenta, cuando sea necesario, el balance individual agregado de los usuarios.

5. Provisión de información sobre el balance

La provisión de información a los usuarios para la gestión de su balance cumplirá lo establecido en el artículo 22 de la Circular 2/2020 de la CNMC. Adicionalmente, se proporcionará la información que se detalla en los apartados 5.1 y 5.2 siguientes.

5.1 Flujos de comunicación en el día d-1 para el día de gas d Antes de las 10:00 h del día de gas d-1, el GTS pondrá a disposición del sector, a través del SL-ATR, los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas correspondientes al día de gas d, conforme al algoritmo definido en el apartado 3 del Capítulo IV, con la mejor previsión de temperaturas enviadas por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).

Además, antes de las 13:00 h del día de gas d-1, el GTS pondrá a disposición, a través del SL-ATR, la previsión de demanda, en kWh/día, previamente enviada por distribuidores y transportistas al SL-ATR, para el día de gas d con desglose de consumo teledorado y no teledorado, para cada usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD).

Los operadores calcularán las previsiones de demanda del día de gas d a facilitar al GTS en el día de gas d-1 conforme a lo dispuesto en el apartado 3 del Capítulo IV.

5.2 Flujos de comunicación en el día d para el día de gas d (intradía).

5.2.1 Flujos de comunicación intradía en PVB. Antes de las 10:00 h del día de gas d, el GTS pondrá a disposición de los operadores de redes de transporte y distribución, a través del SL-ATR, los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas definidas en el procedimiento de reparto en PCTD y PCDD, correspondientes al día de gas d. Además, también antes de las 10:00 h del día de gas d, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión de demanda global del sistema para el propio día de gas d.

Por otro lado, antes de las 13:30 h del día de gas d, los operadores de redes de distribución y transporte enviarán al SL-ATR la siguiente información:

a) La estimación actualizada de la demanda no teledorada de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh/día, para el total del día de gas d, por usuario y punto de conexión (PCTD y PCDD). La información de estimación de los consumos no teledorados será facilitada con el mismo nivel de desagregación que el reparto diario provisional. La demanda se estimará según lo dispuesto en el apartado 3 del capítulo IV y tendrá el mismo nivel de desagregación que el reparto diario provisional.

b) El consumo teledorado de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas d hasta las 11:00 h del propio día de gas d (acumulado 5 horas), de aquellas salidas con teledorada desglosada por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD). En los casos en que esta información se disponga por código universal del punto de suministro (CUPS), se facilitará así desglosada al SL-ATR. En el caso de no disponer de la teledorada, el consumo se estimará según lo dispuesto en el apartado 3 del capítulo IV, prorrateando linealmente el número de horas acumuladas e indicando que dicho valor es estimado.

c) La emisión neta acumulada desde el inicio del día de gas d, en kWh, hasta las 11:00 h del propio día de gas (acumulada 5 horas) en los puntos de conexión PCTD y PCDD. Esta información incluirá el detalle de la inyección de gas en la red de transporte y distribución en los puntos PCTG y PCDG.

Antes de las 14:00 h, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la siguiente información:

1. Entradas: El gas introducido hasta el momento en cada punto PCI, PCY, PCAS, PCPR, PCTG y PCDG de entrada al PVB, que corresponde a cada usuario, en kWh.

2. Salidas:

a) La estimación actualizada de la demanda no teledorada de los consumidores suministrados, en kWh/día, para el total del día de gas d para cada usuario, desglosada por punto de conexión (PCTD y PCDD).

b) El consumo teledorado de los consumidores suministrados, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas d hasta las 11:00 h del propio día de gas (acumulado 5 horas) por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado. En los casos en los que esta información se disponga por CUPS, se facilitará así desglosada, indicando si el consumo es real o estimado.

c) La emisión neta acumulada desde el inicio del día de gas d, en kWh, hasta las 11:00 h del propio día de gas (acumulada 5 horas) en los puntos de conexión PCTD y PCDD. Esta información se pondrá también a disposición de transportistas y distribuidores para aquellos puntos de conexión que les afecten.

d) El gas retirado hasta el momento en cada punto PCI, PCAS y PCPR de salida de PVB, que corresponde a cada usuario, en kWh.

Antes de las 17:00 h del día de gas d, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión actualizada de demanda global del sistema para el propio día de gas d. Además, también antes de las 17:00 h, el GTS pondrá a disposición de los operadores de redes de transporte y distribución, a través del SL-ATR, una actualización de los coeficientes de temperatura definidos en el procedimiento de reparto en PCTD y PCDD, correspondientes al día de gas d.

Antes de las 20:30 h del día de gas d, los operadores de redes de distribución y transporte enviarán al SL-ATR la siguiente información:

a) La estimación actualizada de la demanda no teledorada de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh/día, para el total del día de gas d por usuario y punto de conexión (PCTD y PCDD). El algoritmo de cálculo de la previsión en distribución será el establecido en el apartado 3 del capítulo IV y tendrá el mismo nivel de desagregación que el reparto diario provisional.

b) El consumo telemedido de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas d hasta las 18:00 h del propio día de gas (acumulado 12 horas) de aquellas salidas con telemedida desglosada por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD). En los casos en que esta información se disponga por CUPS, se facilitará así desglosada al SL-ATR. En el caso de no disponer de la telemedida, el consumo se estimará según lo dispuesto en el apartado 3 del Capítulo IV, prorrateando linealmente el número de horas acumuladas e indicando que dicho valor es estimado.

c) La emisión neta acumulada desde el inicio del día de gas d, en kWh, hasta las 18:00 h del propio día de gas (acumulada 12 horas) en los puntos de conexión PCTD y PCDD. Esta información incluirá el detalle de la inyección de gas en la red de transporte y distribución en los puntos PCTG y PCDG.

Antes de las 21:00 h el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la siguiente información:

1. Entradas: El gas introducido hasta el momento en cada punto PCI, PCY, PCAS, PCPR, PCTG y PCDG de entrada al PVB, que corresponde a cada usuario, en kWh.

2. Salidas:

a) La estimación actualizada de la demanda no telemedida de los consumidores suministrados, en kWh/día, para el total del día de gas d para cada usuario, desglosada por punto de conexión (PCTD y PCDD).

b) El consumo telemedido de los consumidores suministrados, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas d hasta las 18:00 h del propio día de gas (acumulado 12 horas) de las salidas con telemedida por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado. En los casos en los que esta información se disponga por CUPS, se facilitará así desglosada, indicando si el consumo es real o estimado.

c) La emisión neta acumulada desde el inicio del día de gas d, en kWh, hasta las 18:00 h del propio día de gas (acumulada 12 horas) en los puntos de conexión PCTD y PCDD. Esta información se pondrá también a disposición de transportistas y distribuidores para aquellos puntos de conexión que les afecten.

d) El gas retirado hasta el momento en cada punto PCI, PCAS y PCPR de salida de PVB, que corresponde a cada usuario, en kWh.

5.2.2 Flujos de comunicación intradiaria en TVB. Antes de las 13:30 h y de las 20:30 h del día de gas d, los operadores de las plantas de regasificación enviarán al SL-ATR la siguiente información:

a) El gas natural licuado descargado hasta el momento por usuario, en kWh.

b) El gas natural licuado cargado en buques y en cisternas hasta el momento por usuario, en kWh.

5.3 Indicadores en relación con la provisión de información a los usuarios sobre el balance.

5.3.1 Indicadores de cumplimiento del plazo de la provisión de información en PVB, TVB y AVB. Se definen los siguientes indicadores, con la finalidad de valorar la conveniencia de revisar y mejorar la provisión de información sobre el balance proporcionada a los usuarios:

– PG: Porcentaje de ocasiones durante el año de gas en las que el GTS no ha puesto a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la previsión de demanda global del sistema y/o la información previamente enviada por los operadores de infraestructuras, junto con la información relativa a los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas, tanto en el día anterior al día de gas d-1, como para el propio día de gas d.

– PO: Porcentaje de ocasiones durante el año de gas en las que los operadores no han puesto a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la información establecida en este Capítulo, tanto en el día anterior al día de gas d-1, como para el propio día de gas d.

A estos efectos, se considerará como incumplimiento, tanto no proporcionar a los usuarios la información requerida, como su puesta a disposición sin contar con el nivel de detalle requerido.

5.3.2 Indicadores de cumplimiento de la calidad de la información enviada en PVB. Los indicadores que comparan la información diaria e intradiaria facilitada al usuario con el reparto diario provisional (d+1) se calcularán diariamente, una vez publicado el balance diario provisional (d+1). Los indicadores que comparan la información diaria e intradiaria facilitada al usuario con el reparto diario final provisional (m+3) se calcularán mensualmente para cada día del mes m, una vez publicado el balance final provisional (m+3).

Se definen a continuación los siguientes indicadores:

– Indicador de emisión:

• AHTD1: Porcentaje de días del año en los que la emisión neta en cada PCTD o PCDD enviada al SL-ATR en el día de gas d por el responsable de la misma es incoherente, es decir, la emisión neta informada en el envío de las 13:30 h es superior a la emisión informada en el envío de las 20:30 h, o bien la emisión neta informada en el envío de las 20:30 h es superior a la emisión diaria informada en el proceso de reparto diario provisional (d+1).

Los responsables informarán, a través del SL-ATR, de aquellos casos en los que el valor de la emisión neta acumulada para el día de gas d en los envíos de las 13:30 h o las 20:30 h de alguno de los PCTDs o PCDDs de los que son responsables del reparto proceda de un dato estimado, indicando el porcentaje que estas emisiones estimadas suponen con respecto a la totalidad de las emisiones de las que son responsables.

Para evaluar el indicador de emisión se considerará un margen de tolerancia inicial de 100 kWh/d. Este valor podrá ser revisado anualmente por el GTS en colaboración con los responsables de la emisión neta y, en caso de modificación, el nuevo valor se publicará con al menos un mes de antelación a su aplicación en el SL-ATR.

– Indicadores de consumos:

a) Consumos no teledados: para cada usuario y cada distribuidor se calcularán los siguientes indicadores:

– AH0a: Desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledada del usuario para el día de gas d, informada por el operador a través del SL-ATR en el día d-1 para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la demanda no teledada del usuario informada por el mismo operador en el proceso de repartos diarios provisionales (d+1) en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

– AH0b: Desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledada del usuario para el día de gas d informada por el operador a través del SL-ATR antes de las 13:30 h en el día d para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la demanda no teledada del usuario informada por el mismo operador en el proceso de repartos diarios provisionales (d+1) en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

– AH0c: Desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledada del usuario para el día de gas d informada por el operador a través del SL-ATR antes de las 20:30 h en el día d para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la demanda no teledada del usuario informada por el mismo operador en el proceso de repartos provisionales (d+1) en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

b) Consumos teledidos: para cada usuario y cada operador se calcularán los siguientes indicadores:

– AHD: Desviación diaria existente entre la demanda de consumo teledido estimada del usuario para el día de gas d informada por el operador de redes de distribución a través del SL-ATR en el día $d-1$ para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la demanda teledida del usuario informada por el mismo operador de redes de distribución en el proceso de repartos diarios provisionales ($d+1$) en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

– AHT: Desviación diaria existente entre la demanda de consumo teledido estimada del usuario para el día d informada por el operador de redes de transporte a través del SL-ATR en el día $d-1$ para el conjunto de sus PCLDs y la demanda teledida del usuario informada por el mismo operador de redes de transporte en el proceso de repartos diarios provisionales ($d+1$) en el conjunto de sus PCLDs.

Asimismo, los operadores de redes de transporte y distribución informarán a los usuarios afectados y al GTS de aquellos casos en los que el valor del consumo teledido acumulado para el día de gas d en los envíos de las 13:30 h o las 20:30 h de alguno de sus PCLDs proceda de un dato estimado.

c) Consumo total: para cada usuario se calculará el siguiente indicador:

– AT: Desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día de gas d informada por el operador a través del SL-ATR en el día anterior al día de gas $d-1$ para el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs, y la demanda total del usuario informada por el mismo operador en el proceso de repartos diarios provisionales ($d+1$) en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.

5.3.3 Cálculo y publicación de los indicadores e informes asociados. El GTS, una vez se encuentre disponible la información necesaria, será el responsable del cálculo y publicación en el SL-ATR (con carácter anual, en el caso de indicadores de plazo, y con carácter diario y mensual en el caso de indicadores de calidad) de los indicadores definidos en este anexo para el conjunto de operadores de redes de transporte y distribución, y facilitará a cada operador y cada usuario el detalle de su información individualizada.

Durante el mes de abril de cada año, y a partir de la información anterior, el GTS elaborará un informe anual sobre los valores de los indicadores calculados para el año de gas anterior. Los operadores de redes de transporte y distribución recibirán exclusivamente la sección del informe que les concierna, mientras que la totalidad del informe será enviada a la CNMC. Asimismo, se facilitará a los usuarios de la red de transporte las conclusiones alcanzadas en dicho informe, así como los datos empleados en el mismo de manera agregada. Los operadores pondrán realizar consideraciones al informe, que serán también remitidas a la CNMC.

CAPÍTULO VI

Condiciones generales para la gestión de cisternas de GNL

1. Designación del expedidor

Para las plantas satélite monocliente, en el caso de que el cliente final actúe como consumidor directo en mercado, el expedidor será el propio cliente, mientras que en el caso de ser suministrado por un comercializador, el expedidor será el comercializador, que podrá delegar en el cliente final la expedición de las cisternas previo acuerdo por escrito. La comunicación de este acuerdo y su cancelación al titular de la planta de regasificación deberán ser realizados previamente al inicio y finalización del suministro.

Para las plantas satélite de distribución, el distribuidor titular de la planta actuará como expedidor.

El expedidor será el responsable de realizar el pedido de la carga de la cisterna, excepto en el caso de que el comercializador haya delegado la consideración de expedidor en el cliente final, que será responsabilidad del comercializador.

2. Asignación de plantas satélite a plantas de regasificación

En el caso de que se ponga en funcionamiento una nueva planta satélite de distribución, el GTS, a propuesta del expedidor, designará una de las plantas de regasificación como planta de carga de cisternas, que quedará vinculada, en condiciones normales de operación, a la nueva planta satélite, siendo de forma general la que se encuentre a menor distancia por carretera. Se asignará además una planta alternativa para los casos en los que pudieran surgir incidencias, que en condiciones normales será la siguiente en proximidad. En los casos especiales de transporte intermodal, estaciones vehiculares de GNL y depósitos fiscales, se asignará la más aconsejable, que podrá no ser la más cercana.

Para las plantas satélite de distribución en servicio, el GTS, a iniciativa propia o a instancia de otros agentes implicados en la operación de la planta satélite, podrá estudiar y, en su caso, proponer la reasignación de la planta de carga bajo el mismo principio aplicado en la asignación de nuevas plantas satélites, y esta se realizará mediante acuerdo de las partes implicadas. La asignación de plantas satélites de distribución a plantas de regasificación estará disponible en el SL-ATR y será publicada en la página web del GTS.

En el caso de que la planta de regasificación donde se cargan las cisternas de una planta satélite determinada, bien sea una planta satélite de distribución o una planta satélite monocliente, esté fuera de servicio, presente restricciones técnicas o esté inaccesible, el GTS, previo acuerdo con los cargadores afectados, establecerá una planta de regasificación alternativa para la carga de las cisternas, con independencia de las condiciones contractuales existentes, con el fin de garantizar la continuidad del suministro. Con carácter general, se aplicará también el criterio de menor distancia y, con carácter subsidiario el de equilibrio de cargas. En este caso, el titular de la planta satélite deberá enviar al nuevo cargador copia de la documentación necesaria, siempre que la nueva planta de carga no pertenezca al mismo grupo empresarial que el del cargador original.

3. Documentación a presentar antes de la primera carga

Las nuevas plantas satélite deben entregar al cargador, con una antelación mínima de una semana antes de la primera carga en la planta de regasificación, a través del consumidor directo en mercado, el comercializador o el operador de la red de distribución, la siguiente documentación:

1. Dirección de la planta satélite.
2. Expedidor: Nombre, dirección, persona de contacto, teléfonos, NIF.
3. Nombre del transportista de cisternas.
4. Titularidad de la planta satélite y NIF.
5. Consumo anual estimado.
6. Uso del gas cargado a efectos fiscales, según lo establecido en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y declaración responsable.
7. En el caso de comercializadores o consumidores directos en mercado, y en cumplimiento de la normativa vigente, el certificado final de obra y pruebas realizadas, así como la autorización de puesta en servicio.
8. En el caso de los operadores de redes de distribución, acta de puesta en servicio de la instalación y criterio de reparto entre los usuarios que utilicen la planta satélite.
9. Acreditación de que la nueva alta corresponde a una estación vehicular de GNL, un depósito fiscal o a cualquier otro uso especial del GNL.
10. CNAE.

Para cargas posteriores solo deberá presentarse aquella documentación que haya experimentado algún cambio con respecto a la información presentada en la última actualización de la misma.

4. Transporte de cisternas

4.1 Costes de transporte en plantas satélite conectadas a redes de distribución. De forma previa al acceso a una red de distribución alimentada por una planta satélite, el usuario deberá suscribir un acuerdo de prestación de servicios con el operador de la red de distribución titular de la misma, en el que se establecerán los costes de transporte de los camiones cisterna a repercutir al usuario.

El modelo de acuerdo de prestación de servicios, así como los precios del servicio de transporte de cisternas a las plantas satélite de cada distribuidor serán publicados en la página web del distribuidor y se regirán bajo los principios de transparencia, objetividad y no discriminación. El modelo de acuerdo elaborado por cada distribuidor, así como las revisiones de los precios, deberán notificarse a la CNMC.

En caso necesario, la CNMC podrá establecer, mediante resolución, la cuantía de los costes y precios del servicio, las condiciones del procedimiento de reparto de costes a cada usuario o el modelo de acuerdo de prestación de servicios, a efectos de cumplimiento de los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.

4.2 Documentación para realizar la carga. Los cargadores deberán exigir a las compañías transportistas de cisternas la documentación necesaria para verificar que vehículos, cisternas, plataformas, contenedores y conductores cumplen la reglamentación vigente relacionada con la actividad del transporte de mercancías peligrosas por carretera, y que mantienen vigentes todos los permisos y autorizaciones. Esta documentación deberá estar actualizada antes de realizar cada carga.

Asimismo, el cargador emitirá para cada carga la documentación establecida reglamentariamente, donde se indicará, entre otros datos, la hora de salida del cargadero.

El transportista de cisternas deberá disponer de un número de pedido para poder cargar en las plantas de regasificación.

5. Asignación a contratos de las cantidades cargadas en la planta de regasificación

En el caso de cisternas destinadas a plantas satélite monocliente, la cantidad cargada en la cisterna se imputará a los contratos de acceso de carga de cisternas del usuario para dicha planta de acuerdo con lo establecido en el Capítulo IV.

En el caso de cisternas destinadas a plantas satélites conectadas a redes de distribución, la cantidad cargada se repartirá entre los usuarios en el reparto d+1 según lo establecido en el capítulo IV. Si las cantidades correspondientes al reparto diario provisional (d+1) fueran modificadas en repartos posteriores (reparto final provisional -m+3- o reparto final definitivo -m+15-) se procederá a refacturar los peajes correspondientes en función de los nuevos valores del reparto.

6. Anulación de pedidos

Los usuarios deberán realizar sus mejores esfuerzos para anular lo antes posible aquellos pedidos correspondientes a la programación semanal, nominación o renominación ya procesada para los que, por cualquier motivo, no fuera a producirse la carga de GNL correspondiente.

El GTS informará periódicamente a la CNMC sobre aquellos pedidos no cancelados para los que finalmente la carga de GNL no hubiera llegado a producirse, al objeto de que esta analice la existencia de indicios sobre posibles prácticas anticompetitivas, derivadas del acaparamiento de la capacidad sin hacer uso de la misma.

7. Información disponible

La información de carga de cisternas disponible en el SL-ATR será la siguiente:

- Fecha.
- Planta de carga.
- Hora de inicio y fin de la carga.
- Empresa comercializadora o consumidor directo en mercado / empresa distribuidora.
- Número de albarán.
- Destino de la cisterna (en el caso de descarga multidestino, informará de todos los destinos y su porcentaje de reparto). La información estará actualizada y disponible para el operador de la planta.
- Transportista cisterna GNL.
- kg asignados a la carga.
- Energía (kWh) asignada al destino.
- Energía asignada (kWh por usuario).
- PCS (kWh/kg).
- Uso del gas.
- Estatus: Provisional o definitivo.

Asimismo, estará disponible en el SL-ATR un inventario de plantas satélite conectadas a redes de distribución.

CAPÍTULO VII

Parámetros que determinan la operación normal de las infraestructuras y la realización de acciones de balance en PVB

1. Objeto

El objeto de este Capítulo es definir los valores y la metodología de cálculo de los parámetros de la red de transporte necesarios para identificar su estado de operación, para gestionar el balance operativo de la red y para la realización de acciones de balance en PVB por el GTS; parámetros que determinan el funcionamiento normal para una operación eficiente y económica de las instalaciones de transporte con el objetivo de garantizar la seguridad del suministro con el mínimo coste económico en el transporte de gas y los autoconsumos asociados a dicho transporte.

Asimismo, se definen los valores y la metodología de cálculo de los parámetros de las plantas de regasificación y de los almacenamientos subterráneos que determinan el funcionamiento normal para una operación eficiente y económica de las instalaciones.

El GTS será responsable de calcular los valores concretos de los parámetros y variables técnicas que determinan la operación normal de las instalaciones, en base a la información aportada por los operadores, y de realizar acciones de balance en el PVB para mantener la red dentro de los rangos de operación normal.

2. Parámetros de la red de transporte

2.1 Nivel de existencias en la red de transporte. El indicador que resume el equilibrio de presiones en los puntos de la red de transporte y, por tanto, su estado operativo, será el nivel de existencias en la red. Para gestionar el nivel entre entradas y salidas en la red de transporte dentro del margen de las presiones mínimas de garantía establecidas en la normativa correspondiente en todos los puntos de conexión y las presiones máximas de diseño en los gasoductos, se identificarán los límites del nivel de existencias en la red de transporte dentro de los cuales se opera la red en situación normal, sin afectar a los flujos de entradas y salidas del sistema y sin poner en riesgo la seguridad de suministro.

Se definen los siguientes límites de existencias en la red de transporte:

a) Límite Máximo Admisible (LMaxA): Es el volumen de existencias por encima del cual existe una sobrepresión en un área de la red que puede limitar e incluso impedir el flujo de entrada de gas en algún punto de acceso al sistema. Este límite será calculado por el GTS mediante el análisis de simulaciones hidráulicas de escenarios de baja demanda y altas presiones en la red. El GTS dará acceso a la información y parámetros no confidenciales utilizados en las simulaciones con objeto de que los cálculos sean replicables por cualquier agente del sistema que lo solicite.

b) Límite Mínimo Admisible (LMinA): Es el volumen de existencias por debajo del cual se puede producir un incumplimiento de las presiones mínimas de garantía establecidas en la normativa correspondiente. Este límite será calculado por el GTS mediante el análisis de simulaciones hidráulicas de escenarios de alta demanda y bajas presiones en la red. El GTS dará acceso a la información y parámetros no confidenciales utilizados en las simulaciones con objeto de que los cálculos sean replicables por cualquier agente del sistema que lo solicite.

c) Banda de Variabilidad de la Demanda (BVD): Es el desvío acumulado de la demanda respecto de su valor medio diario. Se calculará como la variación máxima acumulada intradiaria de la demanda respecto a su valor medio horario y se obtendrá por medios estadísticos, utilizando datos reales horarios del año de gas anterior y diferenciando la demanda convencional de la procedente de ciclos combinados.

d) Límite Máximo Operativo (LMaxOp): Es el valor obtenido restando al valor del Límite Máximo Admisible la Banda de Variabilidad de la Demanda.

$$LMaxOp = LMaxA - BVD$$

e) Límite Mínimo Operativo (LMinOp): Es el valor obtenido sumando al valor del Límite Mínimo Admisible la Banda de Variabilidad de la Demanda.

$$LMinOp = LMinA + BVD$$

Se considerará que la red de transporte se encuentra dentro de las condiciones de operación normal cuando el nivel de existencias de gas en la misma se sitúe entre los límites LMaxOp y LMinOp.

2.2 Bandas de existencias en la red de transporte. Se definen las siguientes bandas de existencias de gas natural en la red de transporte, que se deberán situar siempre entre los límites LMaxOp y LMinOp:

a) Banda de Indiferencia de existencias (BI): Cuando el nivel de existencias se encuentre en este nivel, el GTS no realizará ninguna acción de balance.

b) Banda de Vigilancia de existencias (BV): Cuando el nivel de existencias se encuentre dentro de los límites de la banda BV, el GTS podrá realizar las operaciones de balance necesarias para evitar que las existencias alcancen la banda BA o para llevar el nivel de existencias al nivel de la banda BI. En caso de actuar, el GTS deberá considerar los siguientes parámetros:

- Nivel actual de existencias.
- Previsión de la evolución futura del nivel de existencias.
- Liquidez y nivel de precios del Mercado Organizado de gas.

c) Banda de Alerta de existencias (BA): Cuando el nivel de existencias se encuentre dentro de este rango, el GTS deberá realizar obligatoriamente las acciones de balance necesarias para conducir de nuevo el nivel de existencias de la red de transporte a las bandas BI o BV.

2.3 Valor de Referencia del nivel de existencias en la red de transporte. El Valor de Referencia de las existencias de la red de transporte (VR) es el valor del nivel de

existencias que se sitúa en el punto medio de la banda BI y será la referencia que utilizará el GTS en su gestión continua de la operación del sistema.

2.4 Publicación del desbalance agregado previsto. El GTS publicará el volumen de gas disponible en la red de transporte al principio de cada día de gas y el volumen que se prevé va a estar disponible al final. El volumen de gas que se prevé que va a estar disponible al final del día de gas se actualizará cada hora durante todo ese día.

2.5 Cálculo de los parámetros de la red de transporte. Con objeto de reflejar de forma más ajustada la capacidad de almacenamiento de la red de transporte que permite una operación normal, cuando el sistema de transporte lo requiera, el GTS revisará y someterá a consulta pública el procedimiento de cálculo de los parámetros de la red de transporte para la determinación de la necesidad de realizar acciones de balance. Dicho procedimiento será publicado en su página web, incluyendo la memoria justificativa del mismo. Adicionalmente, remitirá a la CNMC y a la DGPEM, el procedimiento y la memoria justificativa, junto con toda la información empleada para el desarrollo del citado procedimiento.

El GTS actualizará los valores de los parámetros cada vez que las condiciones de la red de transporte hagan necesario modificarlos y, al menos, en los siguientes casos:

a) Dos veces al año, una vez finalizado el periodo invernal/estival, de forma que se puedan emplear los datos de patrones históricos de demanda correspondientes al último periodo correspondiente, así como las previsiones de los patrones de demanda para la siguiente campaña invernal/estival. Los nuevos valores entrarán en vigor el 1 de abril y el 1 de octubre de cada año.

b) Cada vez que se vaya a realizar la conexión/desconexión de infraestructuras a la red de transporte que supongan un incremento/decremento de al menos un 2 % de la capacidad de almacenamiento de la red.

Los nuevos valores serán publicados por el GTS en su página web con una anterioridad no inferior a un mes de su entrada en vigor. Al objeto de que los cálculos sean replicables, el GTS dará acceso a la información no confidencial utilizada en los cálculos a cualquier agente del sistema que la solicite.

Además, cada vez que el GTS actualice los parámetros, enviará un informe técnico justificativo a la CNMC y a la DGPEM, incluyendo toda la información que da soporte a las actualizaciones, y en particular, los datos empleados en las simulaciones realizadas y los escenarios de flujos de gas e instalaciones de transporte utilizados.

3. *Parámetros de plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos*

3.1 Nivel de existencias en plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos. El GTS, en los procesos de programación y operación, deberá asegurarse de que estas infraestructuras disponen de unas existencias mínimas que le doten de suficiente autonomía para poder atender cualquier incidencia que pueda ocurrir en el sistema, así como de no superar los límites máximos de operación que determinen el funcionamiento normal de cada instalación. Para ello, impartirá las consignas de funcionamiento de las plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y, en general, de todas las instalaciones para una operación eficiente y económica, asegurando que las variables básicas de control (definidas en el Capítulo VIII) estén dentro de los rangos normales de operación del sistema.

3.2 Parámetros técnicos en plantas de regasificación. Se definen los siguientes valores de existencias a considerar en las plantas:

a) Límite Mínimo Admisible en planta (LMinAP): Es el volumen de existencias requerido debido a las necesidades técnicas-operativas asociadas a cada planta, que se corresponde con el nivel mínimo de GNL (Talones) necesario para permitir el arranque de las bombas primarias. Se calculará conforme a lo dispuesto en el Capítulo VIII.

b) Límite Mínimo de Operación en planta (LMinOP): Es el nivel de existencias en una planta de regasificación que permita respetar su Límite Mínimo Admisible (LMinAP),

posibilitar la descarga del buque gestionando la presión en los tanques y el boil-off, y asegurar la carga de GNL en buques y en cisternas y la producción mínima necesaria hasta la próxima descarga programada con fecha asignada.

c) Límite Máximo Admisible en planta (LMaxAP): Es el volumen máximo de existencias de GNL que se puede almacenar en los tanques de una planta de regasificación y que se encuentra publicado en el documento de rangos admisibles, que debe elaborar el GTS conforme a lo establecido en el Capítulo VIII.

d) Límite Máximo de Operación en planta (LMaxOP): Es el nivel máximo de existencias en una planta de regasificación que permita gestionar los desvíos al alza que se puedan presentar en las descargas programadas.

3.2.1 Determinación del Límite Mínimo de Operación en planta (LMinOP). El LMinOP equivale a un nivel de existencias suficiente para garantizar a muy corto plazo:

- El Límite Mínimo Admisible (LMinAP).
- El suministro de cisternas hasta la próxima descarga programada según la última información sobre la programación confirmada disponible.
- La descarga o carga de un buque gestionando la presión en los tanques y el boil-off, mediante emisión al mínimo técnico, un número de horas antes del inicio de la descarga (parámetro definido por cada planta).
- El mantenimiento de la producción mínima necesaria para poder gestionar el boil-off generado hasta la próxima descarga programada sin el uso de compresores de exportación a alta presión del boil-off que emiten a la red de transporte.

Este se calcula como:

$$LMinOP = LMinAP + N \times MTP + D \times (CC + MPBO)$$

Siendo:

- N: Horas de emisión de gas a la red de transporte antes del inicio de una descarga.
- MTP: Producción de planta necesaria para estabilizar las condiciones de la planta para efectuar la descarga de buques durante el tiempo N.
- D: Número de días hasta la próxima descarga/carga o, en caso de que no haya fecha asignada de próxima descarga en esa planta antes de la finalización del mes siguiente, número de días hasta el fin de dicho mes.
- CC: Producción media diaria para carga de cisternas hasta la próxima descarga o, en caso de que no haya fecha asignada de próxima descarga en esa planta antes de la finalización del mes siguiente, número de días hasta el fin de dicho mes.
- MPBO: Mínima producción diaria para la gestión del boil-off sin el uso de compresores de exportación a alta presión del boil-off.

Los parámetros N, MTP y MPBO serán definidos por cada operador en función de las características de cada instalación y comunicados al GTS, al menos una vez al año antes del 15 de septiembre, así como cuando sean modificados.

3.2.2 Determinación del Límite Máximo de Operación en planta (LMaxOP). El LMaxOP equivale a un nivel de existencias que permita asumir las posibles desviaciones, respecto a la programación confirmada, de la cantidad a descargar por un buque. Se obtendrá descontando al Límite Máximo Admisible por la planta (LMaxAP) un valor medio de desviación. Este valor medio será el mismo para todas las plantas y se calculará una vez al año, antes del 1 de noviembre de cada año, como la media de las desviaciones positivas entre la cantidad de descarga realizada y la cantidad de descarga programada y confirmada de todas las descargas realizadas en el año de gas anterior. Durante el mes de octubre de cada año de gas, se tomará el valor medio de desviación que había el año de gas anterior.

3.2.3 Parámetros de control global de existencias en el conjunto de las plantas de regasificación. Con objeto de conocer la situación global de existencias en el conjunto de plantas de regasificación, se definen los siguientes parámetros:

a) Límite Mínimo Admisible en el conjunto de plantas de regasificación (LMinATVB): Es la suma de los Límites Mínimos Admisibles de todas las plantas de regasificación del sistema (\sum LMinAP), esto es, la suma de los Talones de todas las plantas.

b) Límite Mínimo de Operación en el conjunto de las plantas de regasificación (LMinOTVB): Es la suma de los Límites Mínimos de Operación de todas las plantas de regasificación del sistema (\sum LMinOP). Si el nivel de existencias de GNL en el sistema está por debajo de este límite, hay al menos una planta de regasificación que no dispone de GNL suficiente para mantener una producción mínima hasta la próxima descarga.

c) Límite Máximo Admisible en el conjunto de las plantas de regasificación (LMaxATVB): Es el volumen máximo de almacenamiento de GNL en el sistema (\sum LMaxAP).

d) Nivel Máximo de Hueco comprometido en el conjunto de las plantas de regasificación (NMaxCTVB): Representa la suma de la ocupación física máxima que alcanzará cada una de las plantas considerando su programación confirmada hasta el último día con fechas de descargas asignadas en el sistema. El resto de capacidad desde este límite hasta el Límite Máximo Admisible del conjunto de las plantas (LMaxATVB) será el hueco no comprometido físicamente.

Para cada día de gas, el NMaxCTVB se calculará restando al LMaxATVB, la suma del hueco de cada planta no comprometido físicamente, siendo este último la diferencia entre el LMaxAP y el nivel de existencias máximo que la planta alcanzará entre el día de gas en curso y el último día de gas con fechas de descargas asignadas.

3.3 Parámetros técnicos en almacenamientos subterráneos. Se definen los siguientes valores de existencias a considerar en los almacenamientos subterráneos:

a) Límite Mínimo Admisible en almacenamientos subterráneos (LMinAA): Es el volumen de existencias requerido debido a las necesidades técnicas-operativas asociadas a cada almacenamiento. Se corresponde con la suma del gas colchón de cada almacenamiento publicado en el documento de rangos admisibles que elabora el GTS conforme al Capítulo VIII.

b) Límite Mínimo de Operación en almacenamientos subterráneos (LMinOA): Es el nivel de existencias en los almacenamientos equivalente a la suma del gas colchón y las existencias mínimas de seguridad establecidas en la normativa.

c) Límite Máximo Admisible en almacenamientos subterráneos (LMaxAA): Es el volumen máximo que se puede almacenar en el conjunto de los almacenamientos, calculado como la suma del gas colchón no extraíble mecánicamente y la capacidad disponible publicado en el documento de rangos admisibles que elabora el GTS conforme al Capítulo VIII.

3.4 Publicación de los parámetros técnicos. El GTS publicará en el SL-ATR los parámetros técnicos actualizados que determinan la operación normal de cada planta de regasificación y del conjunto de los almacenamientos subterráneos, así como su nivel de existencias en el día de gas anterior y la previsión para los próximos 10 días de gas. A su vez, publicará también los parámetros de control global de existencias en el conjunto de las plantas de regasificación para ese mismo periodo.

El GTS impartirá las consignas de funcionamiento de las instalaciones teniendo en cuenta los parámetros individuales de cada planta y de los almacenamientos subterráneos. En el caso de que, por circunstancias sobrevenidas, los niveles de existencias considerados en el párrafo anterior se sitúen en algún momento fuera de los parámetros técnicos, lo cual podría dar lugar a que, en algún momento posterior, las variables básicas de control estuvieran fuera de los rangos normales de operación del sistema, el GTS podrá declarar Situación de Operación Excepcional e impartir las

consignas de operación necesarias en cada una de las instalaciones, con objeto de conducir al sistema a la situación de operación normal en el menor plazo posible.

CAPÍTULO VIII

Cálculo de la capacidad de las instalaciones

1. Consideraciones generales

Este capítulo tiene por objeto presentar los parámetros de diseño principales que intervienen directamente en las fórmulas para obtener tanto la capacidad de las instalaciones del sistema gasista, así como los márgenes operativos y de seguridad que determinan las restricciones más importantes que reducirán la capacidad máxima.

La capacidad de las instalaciones y su capacidad tras la integración en el conjunto del sistema estarán recogidas en el SL-ATR.

La capacidad es específica de cada instalación y debe ser calculada por cada operador, en relación con sus infraestructuras, teniendo en cuenta los diferentes escenarios de funcionamiento debido a las diferencias existentes entre los sistemas e instalaciones de cada operador. Los operadores publicarán para cada una de sus instalaciones de entrada al sistema, la capacidad o capacidades nominal y útil de la instalación. El GTS agregará toda esa información en un mismo documento, denominado Rangos Admisibles, indicando también aquellos casos en los que la capacidad útil de la instalación se vea reducida por las limitaciones que supone su integración con el conjunto del sistema.

La capacidad que una instalación puede poner a disposición de los usuarios varía en un determinado rango a lo largo del tiempo, al estar influenciada por: las características técnicas de la instalación y las fluido-mecánicas del gas/liquido (elementos estáticos); la forma en la que es utilizada por los usuarios y operada por los operadores (elementos dinámicos); y los límites que se establecen para satisfacer una calidad de servicio determinada (requerimientos operacionales).

Por tanto, para calcular la capacidad de una instalación se deberán tener en cuenta no solamente los parámetros de diseño de la misma sino también aquellos operativos o medioambientales que la disminuyen o la limitan. Los márgenes operacionales son los límites de operación necesarios para garantizar la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación. En particular se pueden enumerar los siguientes: las tolerancias en los modelos de cálculo, los márgenes de almacenamiento, los límites de presiones y caudales mínimos operativas en las infraestructuras, los equipos de reserva, las condiciones no estacionarias (fluctuaciones en las condiciones de flujo, presión, etc. a lo largo del tiempo), y los condicionantes medioambientales.

En el caso de que la capacidad útil se vea reducida por las indisponibilidades o mantenimientos, el titular de la instalación debe indicar la cuantía de esta afección y las causas que la provocan al GTS, que lo recogerá en el SL-ATR.

En el caso de que la capacidad útil de la instalación se vea reducida por las limitaciones que supone su integración con el conjunto del sistema, el GTS recogerá esta reducción y su causa en el documento de Rangos Admisibles.

En relación con la capacidad de las nuevas instalaciones o de las ampliaciones de las existentes pendientes de autorización o puesta en marcha, se incluirán en el documento de Rangos Admisibles, de forma diferenciada en el caso de las ampliaciones, las capacidades nominales previstas en la Planificación elaborada por el Gobierno o en sus actualizaciones, a partir de la fecha estimada de puesta en marcha de las instalaciones.

Únicamente a los efectos de homogenizar las conversiones de unidades en el cálculo de capacidades, se considerará un poder calorífico superior (PCS) de referencia de 11,63 kWh/m³(n), que el m³ de GNL es equivalente a 585 m³(n) de GN, y que el día de gas tiene veinticuatro horas.

2. Identificación de variables de control relacionadas con la capacidad disponible en las entradas de gas natural y de GNL al sistema

La capacidad disponible en las entradas de gas natural relacionadas con las plantas de regasificación se determinará teniendo en cuenta lo siguiente:

- Las unidades a utilizar para los procesos de las plantas de GNL son:
 - Capacidad de descarga/carga de GNL: m³ GNL/h
 - Capacidad de bombas primarias y secundarias: m³ GNL/h
 - Capacidad de producción a red de transporte: kWh/d y sus múltiplos (MWh/d y GWh/d)
 - Capacidad de carga de cisternas: Número de cisternas y kWh/d y sus múltiplos (MWh/d y GWh/d)

– La unidad a utilizar en los procesos de transporte desde plantas de regasificación, conexiones internacionales, conexiones nacionales y yacimientos será el kWh/d y sus múltiplos (MWh/d y GWh/d).

En cada entrada al sistema se tendrán en cuenta las variables básicas de control siguientes:

- Entradas a las plantas de GNL consecuencia de las descargas de GNL y su velocidad de descarga mínima para su operación normal.
- Entrada mínima al sistema de transporte desde el punto de vista de la instalación aguas arriba para su operación normal.
- Entrada mínima al sistema de transporte desde el punto de vista de las instalaciones de transporte incluyendo gasoductos, estaciones de compresión y conexiones.

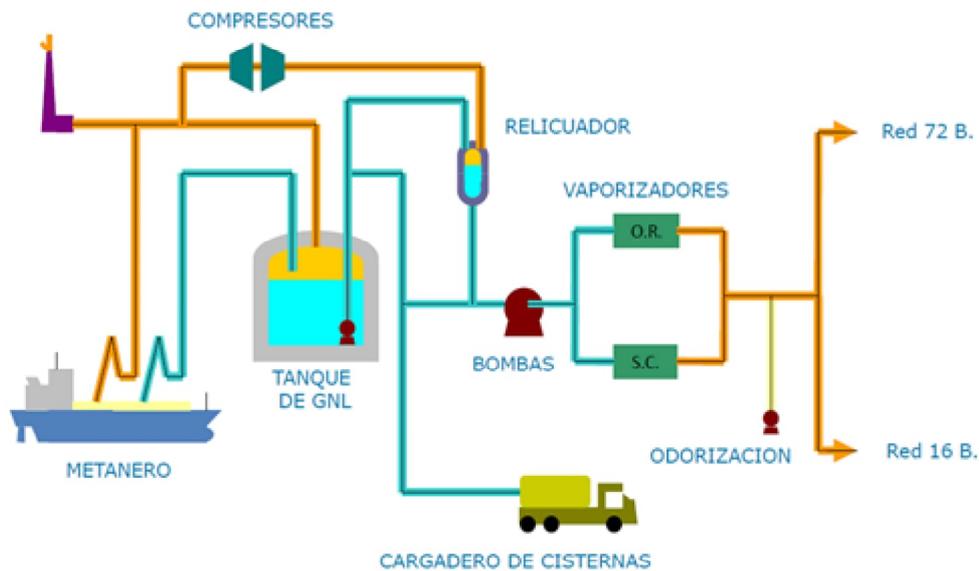
– Entradas al sistema con puntos de funcionamiento recomendables teniendo en cuenta:

- Puntos de funcionamiento de plantas de GNL.
- Puntos de funcionamientos de estaciones de compresión.
- Presiones de entrega en la red de transporte en sus salidas.

– Entradas máximas para no generar sobrepresiones en la red de transporte y para no generar problemas en el GNL en las plantas.

3. Cálculo de la capacidad de plantas de regasificación

Las capacidades se calcularán en función de los equipos que estén instalados en la planta de regasificación, teniendo en cuenta sus límites de operación y de seguridad, así como los efectos limitantes que puedan producir unos sobre otros. A continuación se muestra un esquema general de las instalaciones de una planta de regasificación.



Para determinar la capacidad de la planta de regasificación se tendrán en cuenta las capacidades de las diferentes partes de la misma:

1. Capacidad de atraque de buques en la planta.
2. Capacidad de descarga de buques.
3. Capacidad de almacenamiento de tanques.
4. Capacidad de bombeo primario y secundario.
5. Capacidad de líneas de conexión internas de líquido.
6. Capacidad de vaporizadores de agua de mar.
7. Capacidad de vaporizadores de combustión sumergida.
8. Capacidad de carga de cisternas.
9. Capacidad de carga y puesta en frío de buques.

3.1 Capacidad de atraque de buques. La capacidad de atraque de buques queda determinada por el estudio de compatibilidad de los barcos descrito en el procedimiento correspondiente, en el que, entre otros, tendrá, como mínimo, en cuenta los siguientes aspectos:

1. Brazos de descarga.
2. Puntos de contacto con las defensas.
3. Número de puntos de amarre.
4. Posición del manifold.
5. Pasarela de acceso de tierra al buque, etc.

También se tendrán en cuenta para determinar las capacidades de atraque de buques las condiciones físicas y operativas del puerto como:

1. Capacidad de reviro y de maniobrabilidad en caso necesario.
2. Calado en todo el tramo de navegación.
3. Calado en el muelle de atraque.
4. Número de remolcadores mínimo para maniobrar.
5. Restricciones por corriente, viento y marea, etc.

3.2 Capacidad de descarga de buques. La capacidad de descarga se calculará atendiendo a los siguientes aspectos:

1. Recuperación de boil-off parcial o total.

2. Producción de boil-off en planta para retorno al buque.
3. Aumento de presión en el colector (manifold) debido a restricciones en el buque o en la planta.
4. Máximos caudales de descarga por brazo.
5. Máxima capacidad de descarga por parte del buque (n.º de bombas, etc.).

3.3 Capacidad de almacenamiento en tanques. La capacidad se calculará atendiendo a los siguientes aspectos:

1. Los niveles mínimos de operación de bombas primarias.
2. Los niveles máximos de operación en tanque.

La capacidad útil será aquella que quede definida entre los niveles mínimos de operación de bombas primarias y los niveles máximos de operación en tanque. La capacidad mínima se determinará teniendo en cuenta el volumen mínimo de GNL necesario para permitir el arranque de las bombas primarias.

3.4 Capacidad de bombeo primario y secundario La capacidad de bombeo primario y secundario se calculará atendiendo al caudal impulsado por las bombas. Además, se tendrán en cuenta, con carácter general:

1. La configuración de las bombas.
2. La curva de operación de cada bomba que facilita el fabricante (que incluye el punto de mejor funcionamiento -BEP- y los límites interior y superior de operación definidos por el fabricante), donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia en función del flujo, y en particular los márgenes operativos que determinan la línea de bombeo, la línea de máxima velocidad, la línea de mínima velocidad, la línea de máximo caudal («choking line») y la línea de máxima potencia.
3. Los límites de cavitación.
4. Que la presión de impulsión no sea superior a la presión de diseño de la tubería donde descarga.

Si para el cálculo de la capacidad de bombeo primario y secundario fuera preciso un mayor nivel de detalle técnico, el GTS publicará dicho detalle en el SL-ATR.

3.5 Capacidad de líneas de interconexión de líquido-gas. La capacidad (volumen por unidad de tiempo a transportar) en líneas se calculará atendiendo a las siguientes velocidades máximas en cualquier punto de la línea:

1. Líneas de líquido: 8 m/sg.
2. Líneas de gas: 20 m/sg.

Además, para el cálculo de estas capacidades se tendrán en cuenta el diámetro, la longitud y el factor de fricción de las líneas, así como las características fisicoquímicas de los fluidos.

3.6 Capacidad de vaporizadores de agua de mar. La capacidad de vaporización, volumen de gas regasificado por unidad de tiempo, se determinará teniendo en cuenta para su cálculo:

1. El diseño del vaporizador.
2. La temperatura de agua de mar.
3. La presión en planta.
4. Las condicionantes medioambientales y la capacidad de relicuación, que podrán afectar también a la capacidad mínima.

3.7 Capacidad de vaporizadores de combustión sumergida. Se corresponde con el volumen de regasificación nominal certificado por el suministrador del equipo. La capacidad mínima estará condicionada por el cumplimiento de los requisitos medioambientales.

3.8 Capacidad de carga de cisternas. La capacidad de carga de cisternas dependerá básicamente de:

1. La capacidad de la línea de líquido desde las bombas primarias al cargadero.
2. La capacidad de la línea de retorno de la cisterna a la planta.
3. Las horas de funcionamiento del cargadero.

Normalmente estas capacidades no son restrictivas y en su diseño ya están consideradas las necesidades específicas del cargadero. El aspecto más relevante que puede limitar la capacidad carga de una cisterna es su temperatura, es decir, si la cisterna esta «caliente» o «fría».

3.9 Capacidad de carga y puesta en frío de buques. Para la determinación de la capacidad de carga y puesta en frío de buques, se deben tener en cuenta tanto las instalaciones de la planta como las del buque, así como si la operación es de carga o puesta en frío. La capacidad dependerá al menos de los siguientes aspectos:

1. Número de bombas primarias que no se estén utilizando para atender las necesidades de regasificación.
2. Capacidad de la línea de líquido.
3. Capacidad de carga (velocidad de carga) con un brazo de conexión de la línea de líquido.
4. Evolución de la presión y temperatura de los tanques del buque.
5. Capacidad de recuperación de boil-off total por parte de la planta (sin quemar en la antorcha).
6. Si el buque dispone de compresor.
7. Capacidad de la línea de retorno de boil-off a la planta.
8. Temperatura del gas en los tanques del buque antes de su carga (buque «frío» o «caliente»).
9. Capacidad de gestión del boil-off mediante su combustión en la antorcha de la terminal, cuando no sea posible su recuperación, bien por cuestiones de la calidad de gas retornado desde el buque a la planta o por el volumen generado durante la operación y que no puede ser recuperado por los compresores y el sistema de relicuación.

En el caso de realizar una puesta en frío de un buque, al estar este «caliente», la capacidad de descarga disminuirá y por tanto es necesario utilizar más tiempo para completar la carga.

3.10 Capacidades a publicar. En las plantas de regasificación, el titular de la instalación publicará la capacidad de almacenamiento de tanques [m^3 GNL, GWh, $\text{Mm}^3(\text{n})$], la capacidad de emisión a la red de transporte (kWh/d, GWh/d), la capacidad de carga de cisternas de GNL (kWh/d, cisternas/día), la capacidad de descarga de buques metaneros (m^3 GNL/h), la capacidad de carga de buques metaneros (m^3 GNL/h) y la capacidad de atraque de buques metaneros (m^3 GNL). Además, el GTS publicará la información agregada.

4. Cálculo de la Capacidad De Almacenamientos Subterráneos (AASS). En los almacenamientos subterráneos se distinguirá entre capacidad de almacenamiento, la capacidad de inyección y la capacidad de extracción.

Las capacidades se calcularán en función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas de la estructura geológica utilizada como almacenamiento subterráneo y, en su caso, de las características técnicas de los equipos que estén instalados para la operación del mismo, teniendo en cuenta sus límites de operación y de seguridad, así como los efectos limitantes que puedan producir unos sobre otros.

4.1 Capacidad de almacenamiento. La capacidad de un almacenamiento es la cantidad de gas natural contenida en la estructura donde se almacena gas a una presión determinada.

Dicha capacidad será función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas, y de la estructura geológica, pudiéndose modelizar matemáticamente. Cuanto mayor conocimiento exista de la estructura geológica y sus parámetros, mayor complejidad tendrá la fórmula de modelización, ajustándose mejor a la realidad. Si para el cálculo de la capacidad almacenamiento fuera preciso un mayor nivel de detalle técnico, el GTS publicará dicho detalle en el SL-ATR.

4.2 Capacidad de inyección y extracción. La inyección es la acción de introducir gas en el almacenamiento subterráneo, mediante la utilización de los equipos mecánicos necesarios para vencer la presión del almacenamiento.

Por su parte, la extracción es la acción de retirar gas del almacenamiento subterráneo. Normalmente, se produce por diferencia de presiones entre el gas almacenado y la superficie. En el caso de que la diferencia de presiones mencionada no sea suficiente, se pueden utilizar los medios mecánicos que están instalados en las plantas de tratamiento de gas para la inyección (unidades de compresión) en sentido inverso, siempre que estén preparados para ello.

Por tanto, la capacidad de inyección y la capacidad de extracción de un almacenamiento subterráneo de gas natural son los caudales que consigue la instalación al realizar dichas acciones.

La capacidad de extracción es función de la cantidad de gas existente en el almacenamiento en cada momento, y, por tanto, de la presión en su interior, de las características del almacenamiento y de cómo se haya operado el almacenamiento (tiempos de parada, tiempos y caudales a los que se ha estado operando) hasta el momento en el que se realiza el cálculo. Se calculará teniendo en cuenta los equipos de tratamiento del gas de la planta, sus límites de operación y seguridad, así como la contrapresión de salida del gas en el gasoducto de transporte al que esté conectado. La capacidad máxima de extracción se da en condiciones de máximo llenado y máxima presión en el almacenamiento.

La capacidad de inyección se calculará teniendo en cuenta los equipos de compresión de la instalación, sus límites de operación y seguridad, así como la presión de entrega del gas en el gasoducto de transporte al que esté conectado y la presión existente en el propio almacenamiento.

Además, tanto la capacidad de inyección como la de extracción están influenciadas por los equipos que permiten conectar las instalaciones de superficie con la propia formación geológica de almacenamiento. De dichos equipos, los que mayor afección producen son la válvula de regulación del caudal entrada/salida («choke»), la tubería vertical de producción/inyección que conecta la formación almacén con la superficie («tubing»), las unidades de tratamiento y las unidades de compresión instaladas en superficie en el caso de la inyección.

A continuación, se describen brevemente los diferentes factores que influyen en el cálculo de las capacidades de extracción e inyección de un almacenamiento subterráneo y su efecto sobre las mismas.

4.2.1 Curva características de la formación almacén. En función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas de la estructura geológica utilizada como almacenamiento subterráneo, se pueden modelizar, con mayor o menor precisión, en función del conocimiento que se tenga de dicha estructura y de la experiencia en su operación, las curvas características de la formación almacén, las cuales se definen como la relación que compara la presión dinámica de fondo de pozo con su caudal de extracción o inyección. Estas curvas se deben actualizar cada vez que haya cambios significativos en el comportamiento de los pozos. Dependiendo del tipo de almacenamiento, comportamiento de los pozos y experiencia, la frecuencia en las actualizaciones en las curvas será distinta, pudiendo llegar a ser diaria.

4.2.2 Curva de declino. Es la curva que describe la evolución del caudal de extracción a lo largo del tiempo, a partir de una situación inicial determinada (grado de llenado y presión en fondo), y es función de las características de la formación almacén, de las características del «tubing», de la presión en superficie y del perfil inicial de

extracción que se solicite. Se puede referir a un pozo, o a varios, o al total del caudal de extracción del almacenamiento.

Para cada almacén, se diseñará una curva de declino que contenga la relación entre la presión dinámica en cabeza de pozo, el volumen de gas en el almacén y el caudal de producción. Si para la determinación de las curvas de declino fuera preciso un mayor nivel de detalle técnico, el GTS publicará dicho detalle en el SL-ATR.

4.2.3 Unidades de compresión. Los equipos utilizados para vencer la presión del almacenamiento en la inyección son las unidades de compresión y, por tanto, la capacidad de inyección principalmente es función de las unidades de compresión destinadas a tal efecto.

Para ello, es posible utilizar diferentes tipos de unidades de compresión y configuraciones. Entre los tipos de unidades utilizadas se distinguen los compresores centrífugos y los compresores alternativos, y en cuanto a la configuración de las unidades, esta puede ser en paralelo, serie o serie/paralelo.

Para la elección de las unidades de compresión adecuadas y su configuración se ha de tener en cuenta la presión máxima admisible en el almacenamiento, el caudal a vehicular y la presión de aspiración.

4.2.4 Válvula de «choke». Las válvulas de «Choke» son válvulas de regulación que se sitúan en cada línea de pozo; pueden ser bidireccionales y reducen la presión del gas aguas abajo. Su función es la regulación y control del caudal de extracción y/o inyección de gas natural en un pozo.

4.2.5 «Tubing». Es la tubería vertical de producción/inyección que conecta la formación almacén con la superficie (válvula «choke») y tiene las características técnicas adecuadas para vehicular el caudal requerido.

La curva característica del «tubing» es la relación que compara la presión dinámica de fondo de pozo con su caudal de extracción o inyección. Depende de las características del «tubing» de producción/inyección para una presión dinámica determinada en cabeza de pozo.

Si para determinación de la curva característica del «tubing» fuera preciso un mayor nivel de detalle técnico, el GTS publicará dicho detalle en el SL-ATR.

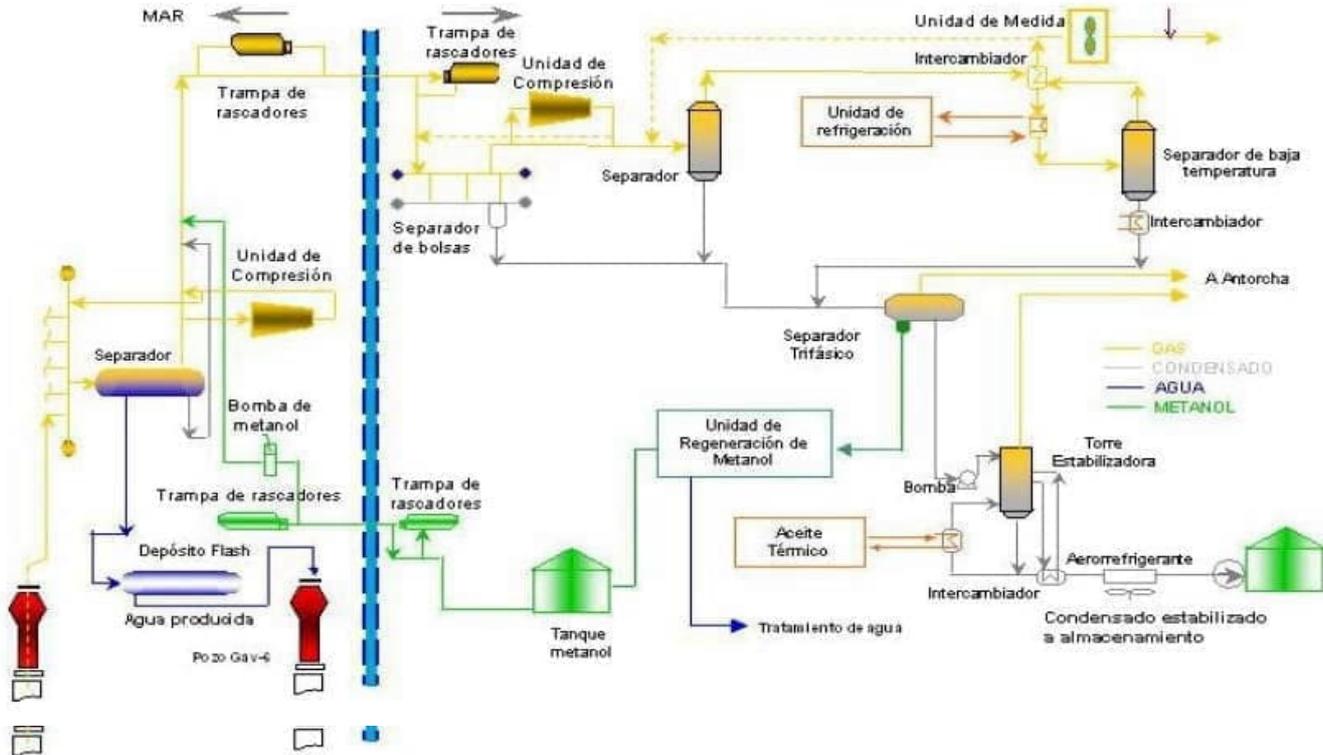
4.2.6 Planta de tratamiento. Una vez extraído el gas del almacenamiento subterráneo, es necesario su tratamiento para ser introducido en la red de transporte con la calidad requerida.

En la planta de tratamiento se produce un primer secado por gravedad, y un segundo secado en los sistemas de tratamiento de gas, para posteriormente odorizar el gas y medirlo antes de introducirlo en la red de transporte.

Componentes genéricos de la planta de tratamiento:

- Trampa de rascadores.
- Gasoductos internos.
- Separadores de bolsa.
- Recipiente separador.
- Sistema de tratamiento de gas que puede ser diferente para cada almacenamiento, dependiendo de la composición del fluido existente en el yacimiento
 - Filtros separadores de sólidos para el gas.
 - Tanque de agua de proceso.
 - Bombas de inyección de agua de proceso.
 - Unidad de medida (generalmente de ultrasonidos).
 - Cromatógrafo.
 - Unidad de odorización.
 - Sistema de gas combustible.
 - Sistema de gas comprimido.
 - Sistema de agua.
 - Antorcha con separador de agua.
 - Transformadores eléctricos y diesel.

En la planta de tratamiento existen equipos críticos que están diseñados para el caudal de extracción requerido y que, en el caso de que fallen, limitan el caudal de extracción de gas (a no ser que haya unidades de apoyo («back up») instaladas). Dependiendo del proceso/s utilizados en el tratamiento de gas, los equipos críticos serán diferentes



4.3 Capacidades a publicar. Para los almacenamientos subterráneos, el titular de la instalación publicará la capacidad nominal de almacenamiento, la capacidad nominal de extracción y la capacidad nominal de inyección.

Dada la gestión única de los almacenamientos subterráneos, el GTS publicará la información agregada de capacidad de almacenamiento y de las capacidades nominales de inyección y extracción en su página web y en el SL-ATR con la periodicidad que requiera la legislación vigente, a partir de la información aportada por los operadores de los almacenamientos subterráneos.

5. Capacidad de los yacimientos y plantas de producción de otros gases

Para los yacimientos y las plantas de producción de otros gases, será el titular de la instalación, en el caso de un yacimiento, o el operador titular del punto de inyección, en el caso de una planta de producción, quién envíe al GTS la capacidad de producción diaria y el poder calorífico superior (PCS) del gas producido.

6. Cálculo de la capacidad de infraestructuras de transporte

La capacidad de una red se calculará teniendo en cuenta, entre otros:

1. Sus límites de operación y de seguridad.
2. Los efectos limitantes que puedan producirse entre los equipos que la forman.
3. Los caudales de gas aportados en los puntos de entrada y la presión de entrega.

4. La demanda que atiende dicha red y las presiones mínimas garantizadas de dicho suministro.

5. Los caudales de gas a aportar y la presión mínima de entrega a otros transportistas o distribuidores en los puntos de conexión de la red.

A continuación, se describe brevemente las variables que influyen en el cálculo de la capacidad de una red.

6.1 Cálculo de la capacidad de un gasoducto. De una forma simple, se puede decir que la capacidad del gasoducto es la cantidad de gas que se desplaza por unidad de tiempo (caudal) entre el punto de entrada y el de salida del gasoducto, considerando unas presiones de entrada y salida determinadas.

Cuando un gas circula por un gasoducto pierde presión (pérdida de carga) a medida que avanza a lo largo de este, a causa del rozamiento con las paredes del tubo. Además, se pierde también presión cuando el gas pasa por un accesorio, por una curva, por un cambio de sección, etc. Para vencer esta pérdida de presión se instalan compresores que compensan la pérdida de presión. Para determinar el valor de estas pérdidas de carga se recurre a fórmulas, o simuladores basados en dichas fórmulas, que realizan el cálculo.

Desde una perspectiva técnica, la capacidad máxima de un gasoducto se determina por un conjunto de diferentes parámetros de diseño como son, principalmente, el diámetro, las condiciones de caudal y presión, la longitud, así como otros factores menos significativos que se describen a continuación.

La determinación de la capacidad máxima está sujeta a leyes relevantes de la física y, en este contexto y a modo ilustrativo, a continuación se reproduce la fórmula de Darcy, aunque otras fórmulas también pueden ser adoptadas para el cálculo

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{16}{\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{\rho_0 \cdot p_0}{T_0} \cdot \frac{T}{d^5} \cdot l \cdot K \cdot q_0^2 \quad (1)$$

Siendo:

- p_1 y p_2 : Presión absoluta origen y final de la tubería (bar).
- λ : Factor de fricción.
- ρ_0 : Densidad del gas en condiciones normales (kg/m³(n)).
- p_0 : Presión en condiciones de referencia (1013,25 mbar).
- T_0 : Temperatura en condiciones de referencia (273,15 °K).
- T : Temperatura del gas (°K).
- d : Diámetro interno de la tubería (m) l : Longitud de la tubería (m).
- K : Coeficiente compresibilidad del gas respecto a condiciones normales (Z/Z₀).
- q_0 : Flujo referido a condiciones normales (m³(n)/h).

En caso de que la diferencia de altitud entre el origen y el final del gasoducto sea significativa, pueden emplearse fórmulas como la de Fergusson:

$$p_1^2 - e^{\xi} p_2^2 = \frac{16}{\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{\rho_0 \cdot P_0}{T_0} \cdot \frac{T}{d^5} \cdot K \cdot q_0^2 \cdot l \cdot \frac{e^{\xi} - 1}{\xi}$$

Siendo:

$$\xi = \frac{2 \cdot \rho_0 \cdot g \cdot T_0}{K \cdot T \cdot P_0} \cdot (z_2 - z_1)$$

Donde z_1 y z_2 representan la altura en el origen y el final de la tubería.

Para ambas ecuaciones, el factor de fricción λ se obtiene habitualmente de la fórmula de Colebrook, aunque podrían usarse otras que se encuentren dentro de los rangos de validez.

El coeficiente de compresibilidad K se obtiene de la fórmula de Van der Waals, pero también son válidas, por ejemplo, la de Redlich-Kwong, Peng-Robinson, SchmidtWenzel, Benedict-Webb-Sterling, AGA8, SGERG88, etc.

Se considerará un régimen de funcionamiento en condiciones estacionarias y la capacidad será calculada en estas condiciones, es decir, el flujo de entrada es igual al flujo de salida.

Por lo tanto, la capacidad de un gasoducto, q_0 , que vendrá dada en $m^3(n)/h$, se calcula despejando de la expresión anterior (1).

$$q_0 = \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{(\rho_1^2 - \rho_2^2) \cdot T_0}{\rho_0 \cdot \rho_0 \cdot l \cdot K \cdot T}} \cdot \sqrt{\frac{d^5}{\lambda}} \quad (2)$$

En cualquier caso, el empleo de unas ecuaciones u otras vendrá determinado por la calibración que se realice frente a valores reales.

6.1.1 Influencia del diámetro interno y el factor de fricción. La fórmula anterior podríamos simplificarla considerando que la capacidad de un gasoducto depende básicamente de dos parámetros; el factor de fricción y el diámetro de la tubería:

$$q_0 \sim d^{2.5} \cdot \lambda^{-0.5}$$

Como el factor de fricción λ es una función implícita del diámetro d , se puede simplificar que la capacidad la podríamos relacionar con la expresión siguiente:

$$q_0 \sim d^\gamma$$

Donde, por ejemplo:

- $\gamma = 2,595$ para una rugosidad k de 0,07 mm, valor típico para tuberías de acero sin revestimiento interno.
- $\gamma = 2,580$ para una rugosidad k de 0,006 mm, valor típico para tuberías de acero con revestimiento interno.

Por lo tanto, el efecto del diámetro interno sobre la capacidad o caudal es muy pronunciado con un exponente aproximadamente de 2,6.

6.1.2 Influencia de la presión. Otro factor importante que afecta a la capacidad de un gasoducto es la presión, ya que simplificando la fórmula (2) podemos obtener la relación:

$$q_0 \sim \sqrt{p_1^2 - p_2^2}$$

Para observar mejor el efecto de la presión sobre la capacidad la ecuación cuadrática anterior, se puede expresar de forma lineal aproximada:

$$p_1^2 - p_2^2 = (p_1 - p_2) \cdot (p_1 + p_2) = \Delta p \cdot 2 \cdot \bar{p}$$

Es decir:

$$q_0 \sim \sqrt{\Delta p} \cdot \sqrt{\bar{p}}$$

Por lo tanto, se puede considerar que la capacidad, o el caudal, es proporcional a la pérdida de carga lineal y a la presión media. Esto significa que, para una caída de presión constante, la capacidad se incrementa con la raíz cuadrada de la presión media de operación.

La caída de presión máxima a la que normalmente se transporta el gas está comprendida entre 0,1 y 0,2 bar/km.

6.1.3 Otros factores que influyen en la capacidad de un gasoducto. De acuerdo con las fórmulas expuestas, también influyen otros factores como las propiedades físicas del gas (densidad, coeficiente de compresibilidad, temperatura). Otro de los parámetros que limitan la capacidad es la velocidad máxima a considerar para el transporte y distribución, debido a que es necesario que el ruido y las vibraciones que se producen a lo largo de este se encuentren dentro de los límites máximos establecidos. A nivel internacional, se considera como velocidad máxima para el transporte y distribución por gasoducto 20 m/s.

La longitud del gasoducto también influye, puesto que, por ejemplo, la fórmula anterior de Darcy está basada en una curva función de la caída de presión que se produce a lo largo del transporte, por lo que tiene un efecto más pronunciado cuanto más se desplaza el fluido a lo largo de la conducción.

La capacidad también se ve afectada por las condiciones ambientales donde es transportado el gas, en concreto, la temperatura del terreno y los coeficientes de transferencia de calor de la tubería y el terreno. Estos parámetros los deben considerar cada operador en función de los valores en sus respectivas localizaciones.

6.1.4 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de un gasoducto. En resumen, la capacidad de un gasoducto se calculará, utilizando simuladores y programas de cálculo, teniendo en cuenta los siguientes parámetros y consideraciones:

- El diámetro interior y la longitud del gasoducto.
- El factor de fricción del gasoducto.
- La presión de entrada.
- La presión mínima de garantía en los puntos de entrega del mismo.
- Una velocidad máxima del gas de 20 m/s, independientemente de que las presiones resultantes sean superiores a los valores mínimos indicados.
- La diferencia de altitud entre el origen y el final del tubo si es esta significativa.

- La temperatura del gas.
- El coeficiente compresibilidad del gas.
- La densidad del gas natural.

Los operadores de las infraestructuras colaborarán con el GTS en los análisis que necesite realizar.

6.2 Cálculo de la capacidad de una estación de compresión. En una estación de compresión se pueden identificar las siguientes secciones:

- a) Sección de entrada.
- b) «Bypass» de la estación.
- c) Filtros.
- d) Unidades de compresión.
- e) Sistema de anti-bombeo.
- f) Aerorefrigerantes.
- g) Sección de medida.
- h) Sección de salida.

El proceso de compresión se realiza normalmente con compresores centrífugos, aunque también pueden ser alternativos, transfiriéndoles la energía mecánica que produce una turbina de gas o motor alternativo para aumentar la presión del gas que se vehicula por el compresor.

Las prestaciones de la estación de compresión quedan determinadas por:

1. La potencia instalada que, en el caso de no ser suficiente para comprimir el gas a los requerimientos solicitados, limitará la presión de aspiración o de impulsión de la misma.
2. Las curvas de operación de los compresores.
3. Los componentes de la estación, como los filtros, aerorefrigeradores, etc. Es posible caracterizar el proceso de compresión con pocos parámetros tales como:

1. La altura isentrópica o politrópica.
2. La eficiencia politrópica.
3. La potencia absorbida por el compresor.

La altura politrópica representa la energía acumulada en el fluido como incremento en energía termodinámica. También se podría realizar el cálculo de la altura adiabática (sin transferencia de calor con el exterior).

Utilizando la relación entre la presión y el volumen específico del gas en una transformación politrópica de exponente n (PV n constante) entre los puntos 1 y 2, se obtiene la altura politrópica como:

$$H_{pol} = \frac{n}{n-1} Z_1 R T_1 \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right]$$

Siendo:

- Z_1 : Coeficiente de compresibilidad del gas en la sección de entrada o aspiración.
- P_1 y P_2 : Presiones aspiración e impulsión.
- R : Constante característica del gas.
- T_1 : Temperatura del gas en la sección de entrada o aspiración.

Teniendo, por otra parte, en cuenta el rendimiento o eficiencia politrópica η , la potencia absorbida por el compresor en kWh será:

$$P = 735.5 \frac{q_0 \cdot \gamma \cdot H_{pol}}{75 \cdot 3.600 \eta}$$

Siendo:

- q_0 : Caudal en Nm³/h.
- γ : Peso específico del gas en Kg/Nm³.

Y considerando la eficiencia politrópica η como el factor que determina el rendimiento y teniendo en cuenta que el compresor está constituido por diferentes etapas en las cuales se producen pérdidas de presión de remanso.

Además, para el cálculo de la potencia se deberán tener en cuenta las pérdidas debidas a la fricción mecánica, así como las pérdidas producidas en su instalación interior.

Normalmente, la potencia instalada suele ser un poco mayor que la requerida para cubrir situaciones inesperadas y tener un cierto margen de capacidad instalada.

Para cada compresor el fabricante entrega una curva de operación donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia dentro de los ejes de altura en ordenadas y el flujo en el de abscisas. En este mapa de curvas, se observan los siguientes márgenes operativos que deben ser respetados para el correcto funcionamiento del compresor y, por lo tanto, para el cálculo de la capacidad.

1. Línea de bombeo (1).
2. Línea de máxima velocidad (2).
3. Línea de mínima velocidad (3).
4. Línea de máximo caudal («chocking line») (4).
5. Línea de máxima potencia (en rojo), por encima de la cual la turbina no puede dar potencia al compresor. (5).

Estos márgenes definen el área de operación del compresor centrífugo.

Además de estos márgenes operativos, es necesario tener en cuenta la influencia de las condiciones medioambientales para el cálculo de la potencia máxima disponible para el compresor. Por ejemplo, una mayor temperatura del aire de entrada a la turbina hace bajar la línea de máxima potencia, reduciéndose el rango de potencia disponible para el compresor.

Para el cálculo de la capacidad en una estación de compresión, la presión de aspiración no deberá ser nunca inferior a 40 bar, ni la de impulsión superior a la presión de diseño del gasoducto donde descarga y, además, se tendrá en cuenta que una de las unidades de compresión no estará disponible, manteniéndose de reserva.

Para el cálculo de la capacidad de una estación de compresión, se tendrá también en cuenta la configuración interna de sus compresores, es decir, si están alineados en serie, en paralelo o ambas. En relación con una configuración normal, la de serie incrementa el diferencial de presión manteniendo el flujo y la de paralelo incrementa el flujo manteniendo el diferencial de presión.

En resumen, la capacidad de una estación de compresión se calculará teniendo en cuenta:

- La configuración de los compresores de la estación.
- La curva de operación de cada compresor que facilita el fabricante, donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia en función del flujo y, en particular, los márgenes operativos que determinan la línea de bombeo, la línea de

máxima velocidad, la línea de mínima velocidad, la línea de máximo caudal («choking line») y la línea de máxima potencia.

- Que la presión de aspiración no sea inferior a 40 bar.
- Que la presión de impulsión no sea superior a la presión de diseño del gasoducto donde descarga.

Si otro parámetro diferente a los mencionados fuese considerado en los cálculos, el operador lo tendrá que informar para que sea conocido por los usuarios del sistema.

Si para el cálculo de la capacidad de las estaciones de compresión fuera preciso un mayor nivel de detalle técnico, el GTS publicará dicho detalle en el SL-ATR.

6.3 Cálculo de la capacidad de una estación de regulación y medida (ERM) y/o en una instalación de medida (EM). En una ERM se pueden identificar las siguientes secciones a efectos del cálculo de capacidad:

- a) Sección de entrada.
- b) «Bypass» de la estación.
- c) Filtros.
- d) Sección de calentamiento del gas.
- e) Sección de regulación.
- f) Sección de medida.
- g) Sección de salida.

Un factor determinante es la presión operativa de entrada, puesto que, si se sitúa en valores cercanos a la presión mínima de entrada, la capacidad disminuiría.

Además, asumiendo que las diferentes secciones mencionadas deberán estar diseñadas para soportar la capacidad requerida de la instalación de regulación, para el cálculo de la capacidad de la unidad las dos secciones clave son:

1. Capacidad del sistema de regulación de presión.
2. Capacidad de la unidad de medida.

En ambos casos la capacidad se calcula por línea de regulación, siendo la capacidad total de la ERM la suma de cada línea, pero considerando una línea de reserva como margen operativo de seguridad para el hipotético caso de que una de las líneas en servicio pudiera fallar y, por lo tanto, debiera entrar a funcionar inmediatamente la que se encontrase de reserva.

6.3.1 Sistema de regulación de presión. El sistema de regulación de presión está constituido en general por reguladores de presión, de acuerdo a la norma UNE-EN 12186. La capacidad de caudal se calcula para los reguladores de acuerdo a las ecuaciones del apartado 6 de la norma UNE-EN 334, siendo su expresión para cálculos simplificados:

- a) Caudal con una relación de presión subcrítica $(p_u - p_d) \leq 0,5 \times (p_u + p_b)$.

$$Q_n = \frac{13,58}{\sqrt{d \times (t_u + 273,15)}} \times K_G \times \sqrt{(p_d + p_b) \times (p_u - p_d)}$$

- b) Caudal con una relación de presión crítica.

$$Q_n = \frac{13,58}{\sqrt{d \times (t_u + 273,15)}} \times K_G \times \frac{p_u + p_b}{2}$$

Donde:

- K_G es el coeficiente del caudal, valor característico de la capacidad de caudal del regulador, declarado por el fabricante.

- p_d es la presión del gas a la salida del regulador.
- p_b es la presión atmosférica (presión absoluta).
- p_u es la presión del gas a la entrada del regulador.
- d es la densidad relativa del gas.
- t_u es la presión del gas a la salida del regulador.

Para determinar correctamente la capacidad del sistema de regulación, se tendrá en cuenta además las siguientes consideraciones:

- La capacidad disminuirá con la presión de entrada, por lo que se debe considerar el escenario de la presión mínima de entrada esperable.
- En configuraciones con varios sistemas de seguridad de presión, de acuerdo a lo indicado en la norma UNE-EN 12186, en aquellos en los que se instalen en las líneas de regulación un regulador principal y u regulador monitor y/o una válvula de interceptación de seguridad, se debe tener en cuenta la reducción de capacidad y pérdida de carga de cada elemento.

6.3.2 Unidad de medida. En cuanto a la unidad de medida, se considera que en las ERM la medición del gas se realiza con turbina, siendo el cálculo de su capacidad:

$$Q = 1,6 G P_{sal}$$

En esta fórmula se observa como la capacidad de medida de una turbina se calcula por G, que es el tamaño estándar de la turbina, P_{sal} que es la presión absoluta de contaje y el coeficiente 1,6 (el tamaño estándar siguiente al considerado).

6.3.3 Medidores por ultrasónicos. En el caso de que la medida se realice con un medidor por ultrasonidos, su capacidad será la indicada por el fabricante, siendo la velocidad del gas el parámetro que limitará esta capacidad. Esta velocidad no debe superar los 20 m/sg.

6.3.4 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de una estación de regulación y/o medida. En resumen, la capacidad de una estación de regulación y/o medida se calculará teniendo en cuenta:

- Número de líneas.
- Capacidad de regulación conjunto de las válvulas de regulación.
- Capacidad de medida del contador empleado, función del tamaño estándar del mismo.
- Condiciones de presión y temperatura, y en particular la presión operativa de entrada y la presión absoluta de salida.

Si otro parámetro diferente a los mencionados fuese considerado en los cálculos, el operador lo tendrá que informar para que sea conocido por los usuarios del sistema.

Toda esta información será considerada durante el desarrollo anual del documento de «Criterios de definición del grado de saturación de las ERMs/EMs y procedimiento de realización de propuestas de actuación».

6.4 Cálculo de la capacidad de llenado de un gasoducto. La cantidad de gas que un gasoducto puede contener se determina en función del producto de tres variables, de la forma siguiente:

$$V = (P_m \cdot V_g)/Z$$

Siendo:

- V: Capacidad del gasoducto en $m^3(n)$.
- P_m : Presión absoluta media del gasoducto en bar.
- V_g : Volumen geométrico del gasoducto en m^3 .
- Z: Factor de compresibilidad del gas en condiciones normales.

La presión media (P_m) existente entre el origen y final del gasoducto se calcula con la expresión siguiente:

$$P_m = \frac{2}{3} \left((P_1 + P_2) - \left(\frac{P_1 \cdot P_2}{P_1 + P_2} \right) \right)$$

Siendo:

- P_1 : Presión en el origen del gasoducto.
- P_2 : Presión en el final del gasoducto.

El factor de compresibilidad es la relación entre el volumen molar de un gas real y el volumen molar del mismo gas considerado como ideal. Este factor depende de la presión, la temperatura y la composición del gas, y su cálculo se realiza según lo establecido en el procedimiento SGERG-88 incluido en la norma UNE-EN ISO 12213. Como cálculo aproximado para gasoductos de más de 4 bar se puede utilizar la fórmula práctica:

$$Z = 1 - \frac{P_m}{500}$$

6.5 Cálculo de la capacidad de una conexión internacional. En una conexión internacional, al menos, se debe tener en cuenta para el cálculo de la capacidad lo siguiente:

- Capacidad de la instalación de medida según lo establecido en el apartado 5.3 de este capítulo.
- Capacidad de la válvula de regulación de caudal basándose en el diferencial de presión considerado.
- Presión de entrega por el operador aguas arriba de la conexión.
- Presión de impulsión y aspiración de las estaciones de compresión, en caso de conexiones internacionales delimitadas por dos estaciones de compresión.

Teniendo en cuenta que las dos primeras no deben ser limitativas al considerarse su diseño compatible con los requisitos operativos, la más importante es la presión de entrega, teniendo que ser ésta superior a la presión del sistema que se obtenga aguas abajo de la conexión.

Todo esto es de aplicación si se considerase, además, la conexión como reversible y el sentido del flujo por la misma pudiese variar entre los sistemas.

Según la regulación europea en esta materia, para las conexiones internacionales con otros países de la UE, los operadores de redes adyacentes deberán maximizar la oferta de capacidad agrupada mediante la optimización de la capacidad técnica en las conexiones internacionales que compartan.

7. Cálculo de la capacidad de un sistema de transporte

La capacidad de un sistema de transporte viene dada, en una primera aproximación, por la combinación del cálculo de la capacidad de los elementos que lo constituyen, es decir, por la máxima emisión de una planta de regasificación, el máximo caudal que se puede vehicular a través de los gasoductos de transporte y estaciones de compresión,

por la máxima emisión o inyección de los almacenamientos subterráneos y por el máximo caudal vehiculable a través de las estaciones de regulación y medida.

Sin embargo, el comportamiento de estos elementos cuando componen un sistema integrado de transporte depende de cómo estén interrelacionados entre sí, es decir, de la configuración de la red y también, en gran medida, de cómo son los flujos internos dentro de este sistema, ya que el flujo puede cambiar de sentido según el escenario de oferta-demanda.

Es decir, la máxima capacidad de transporte/evacuación del sistema dependerá de las capacidades de entrada al sistema, de las capacidades de salida y de los elementos intermedios. Una limitación en cualquier de los tres tipos produciría una disminución de la capacidad de transporte del sistema.

El GTS calculará la capacidad mínima y máxima del sistema de transporte mediante el uso de simuladores que contemplan modelos hidráulicos, de general aceptación y reconocidos en la industria del gas, que tendrán en cuenta lo siguiente:

- La configuración de la red.
- Modelos internos que calculan los elementos de red explicados teniendo en cuenta sus parámetros físicos.
- La red en estado estacionario, es decir, las entradas en el sistema son iguales a las salidas del mismo.
- La incorporación de nuevas entradas al sistema y su capacidad máxima de entrada/salida.
- Diferentes escenarios de demanda sobre la base de temperaturas normales y estacionales.
- Los valores de presión mínima y máxima a nivel técnico y comercial.
- Las situaciones de limitación o congestión física de las infraestructuras del sistema.

Con relación a las presiones mínimas a considerar en las salidas, serán las establecidas en la normativa correspondiente. Se considerará 40 bar como presión mínima de aspiración de una estación de compresión.

7.1 Cálculo de las capacidades útiles y disponible. Los pasos a seguir para obtener las capacidades útiles y disponibles de un sistema de transporte serán los siguientes:

a) Se determinarán los puntos principales del sistema y sus flujos. Los flujos a considerar para las entradas y salidas al sistema serán:

1. Flujos de entrada y salida desde/hacia una conexión internacional.
2. Flujos entrada desde los yacimientos.
3. Flujos de entrada desde las plantas de regasificación.
4. Flujos de entrada y salida desde/hacia un almacenamiento subterráneo.
5. Flujos de salida a consumidores para generación eléctrica.
6. Flujos de salida a consumidores industriales.
7. Flujos de entrada y salida desde/hacia redes de distribución.
8. Flujos de entrada y salida desde/hacia redes de transportistas a los que está conectado.

b) Se establecerán diferentes escenarios de cálculo que tendrán en cuenta múltiples escenarios de demanda, basados en previsiones o utilidades históricas, y diferentes configuraciones de los puntos de entrada:

1. Para la demanda:

a) Los niveles de demanda a considerar en función de las variables climatológicas y temporales y, a cada salida del sistema, se le asociará el segmento del mercado que le corresponda.

b) Diferentes sensibilidades de demanda del sector eléctrico en función de utilización de los ciclos combinados y su ubicación en el conjunto del sistema.

Los flujos para cada salida a consumidores o redes de distribución dependerán de la demanda eléctrica y de la demanda convencional, distinguiendo entre el consumo industrial y el resto del consumo (consumo doméstico-comercial).

En los casos de los flujos de salida a redes de distribución, el consumo doméstico-comercial considerado dependerá de:

- La temperatura del periodo del escenario a considerar: invernal, estival, etc.
- Patrones de consumo de los consumidores que se alimentan de la red de distribución conectada a la salida del sistema de transporte. Se aplicarán estos patrones de consumo, así como sus variaciones en función de la temperatura del periodo considerado, obteniéndose de las aplicaciones de predicción de demanda consideradas en la normativa vigente.

2. Para las entradas se contemplará:

- a) La máxima presión y caudal a la que pueda emitir cada planta de regasificación.
- b) La máxima presión y caudal disponible de entrega por el operador aguas arriba en las conexiones internacionales.
- c) La máxima presión y caudal a la que puedan emitir los yacimientos nacionales.
- d) En el caso de gasoductos de transporte secundarios, máxima presión y caudal disponible de entrega por el operador aguas arriba en el PCTT.

3. Para los almacenamientos subterráneos: En función del escenario climatológico seleccionado, se considerarán diferentes configuraciones en función de históricos y características técnicas.

El GTS realizará un test de stress, en el que se analizarán múltiples configuraciones de entradas al sistema en función de dichos escenarios. Como consecuencia del test se maximizarán los flujos internos hasta que se alcance alguna de las restricciones de la red, identificándose las áreas de limitación en la red de transporte, así como la máxima capacidad de transporte de cada una de estas áreas de limitación al sistema y viceversa. Con este análisis se definirá la máxima capacidad de utilización de los puntos de entrada de cada área de limitación (congestiones), así como el mínimo necesario de los mismos (limitaciones).

Dicho test de stress tendrá una actualización anual mediante la publicación del documento de Rangos Admisibles, donde habrá un detalle del mismo.

Esta actualización podrá ser más frecuente en el caso de producirse un cambio significativo en la demanda o en las infraestructuras consideradas en los escenarios analizados.

Adicionalmente, y como complemento a lo anterior, el GTS analizará la máxima utilización de los puntos de entrada del sistema a nivel global mediante el cálculo de la máxima capacidad de cobertura del sistema. Este análisis se basará en criterios de eficiencia, minimización del autoconsumo y no discriminación en la utilización de las infraestructuras disponibles para el sistema gasista

7.2 Capacidades a publicar. Las capacidades de transporte del sistema gasista serán calculadas y publicadas, previa consulta pública a los agentes afectados, en el SL-ATR, indicando aquellos puntos con congestión física y/o limitaciones que puedan provocar restricciones en su sistema de transporte.

Durante el proceso de definición y elaboración del documento de rangos admisibles, el GTS usará las herramientas oportunas para hacer partícipe de dicho proceso a los gestores de redes de transporte y demás agentes afectados.

8. Cálculo de la capacidad de redes de distribución

La capacidad máxima de una red de distribución de un determinado nivel de presión se define como el gas que se puede vehicular en el escenario de máxima demanda horaria ($m^3(n)/h$), manteniendo la presión de garantía más restrictiva en todos los puntos del sistema.

Esta capacidad depende de la presión en la/s entrada/s de la red, así como de las pérdidas de carga existentes.

8.1 Aspectos relevantes para el cálculo de la capacidad. La capacidad de una red de distribución viene dada por la combinación del cálculo de la capacidad de los elementos que la constituyen, es decir, por el máximo caudal que puede vehicular a través de las redes y por el máximo caudal vehiculado a través de las estaciones de regulación y/o medida.

Los conceptos generales a aplicar son los siguientes:

a) Disponer de un modelo matemático que reproduzca el comportamiento aproximado de la red en la hora de máxima emisión, utilizando un simulador de redes de reconocido prestigio.

b) El cálculo de la distribución de flujos y presiones en la red se realizará en estado estacionario, es decir las entradas del sistema son iguales a las salidas del mismo.

c) Se considerarán los flujos de entrada y salida correspondientes a la hora de máxima emisión del sistema:

1. Flujos de entrada: Los aportes de las estaciones de regulación y/o medida de cabecera del sistema.

2. Flujos de salida: Los correspondientes a consumidores y a puntos de entrega a otras redes.

En la demanda convencional que corresponda a consumidores industriales se considerarán los datos disponibles de su consumo horario real y, en su defecto, se determinará su consumo horario medio en función de su facturación y horas de utilización estimadas.

Los valores de los flujos de salida deberán ser los correspondientes a un escenario climatológico de máxima demanda (ola de frío) y contemplarán los factores de simultaneidad correspondientes.

Dichas previsiones se obtendrán de las aplicaciones de predicción de demanda consideradas en la normativa vigente.

d) Se considerará la reserva de capacidad correspondiente al crecimiento vegetativo de la demanda convencional correspondiente al consumo doméstico-comercial, así como las puestas en servicio previstas en consumidores industriales.

e) Presión máxima de cálculo en las entradas al sistema de distribución (PCTD, PCDD, PCDG): serán las establecidas en la normativa técnica correspondiente, o en los acuerdos mutuos definidos entre el operador de la red de distribución y el GTS o el operador de la red de transporte, siempre que no se supere la presión máxima de operación autorizada.

f) Presiones mínimas de cálculo: presiones mínimas que son necesarias disponer en la entrada de los puntos de entrega para garantizar como mínimo los valores de presión definidos en la normativa correspondiente.

g) Velocidad máxima del gas: 20 m/seg, independientemente de que las presiones resultantes sean superiores a los valores mínimos indicados.

h) Caudal máximo/mínimo suministrable desde las estaciones de regulación y/o medida situadas en cabecera del sistema, según los criterios indicados en este Capítulo.

8.2 Cálculo de las capacidades útiles y disponibles. Una vez calculada la capacidad de acuerdo con el apartado anterior, se determinarán las capacidades útiles y disponibles de una red evaluando el caudal adicional que se puede entregar llevando el

sistema a su saturación, es decir, hasta que se alcance alguna de las restricciones de la red, como la presión mínima en una salida, la presión máxima en una entrada o la capacidad de emisión máxima en una estación de regulación y medida, manteniendo las presiones mínimas de garantía.

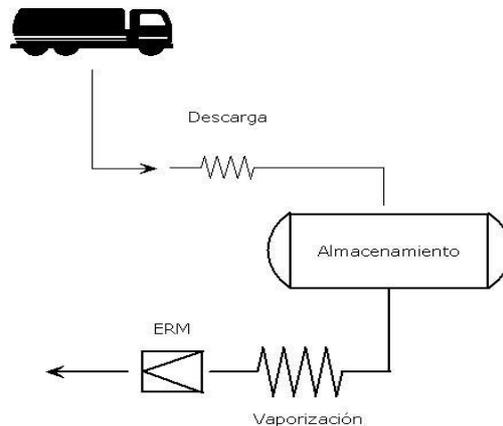
El valor resultante tendrá la consideración de orientativo, dado que las redes de distribución y de transporte secundario están compuestas de ramificaciones y derivaciones con diámetros, consumos y pérdidas de carga variables en función de cada ramal o derivación, obteniéndose unos valores de capacidad disponible muy variables en función de dónde se considere el nuevo consumo.

Por ello, para determinar la viabilidad real de suministro a un nuevo consumo, se requiere analizar el comportamiento de la red en su punto concreto de conexión, única opción que posibilita garantizar adecuadamente el suministro simultáneo a los clientes en servicio y al nuevo consumo en el escenario de máxima emisión horaria.

Los operadores de las infraestructuras colaborarán con el GTS en los análisis que necesite realizar.

9. Cálculo de la capacidad de plantas satélites de distribución

Las capacidades de las plantas satélites de GNL se calcularán en función de los diferentes equipos que las componen, teniendo en cuenta los aspectos de operación, almacenamiento y capacidades de emisión y de descarga para su aprovisionamiento, de forma que se garantice la seguridad de suministro y el funcionamiento correcto de las instalaciones.



Para determinar la capacidad de las plantas satélites de GNL, se tendrá en cuenta el dimensionamiento de las diferentes partes que las componen:

1. Capacidad de almacenamiento.
2. Capacidad de vaporización.
3. Capacidad de regulación.
4. Capacidad de descarga.

9.1 Capacidad de almacenamiento. La capacidad de almacenamiento tendrá en cuenta el volumen geométrico (VG) de los depósitos de almacenamiento, el nivel máximo de llenado de los mismos que permita la condición mínima de vaporización y el valor máximo de vaciado que garantice las condiciones criogénicas de los tanques. Se

establece con ello la capacidad real de almacenamiento (CRA) disponible de los depósitos, que responderá a la relación:

$$CRA = 0,85 \cdot VG$$

Así mismo, se deberá garantizar el suficiente stock de almacenamiento, que en función del consumo máximo de la demanda (CMD) permita un margen de días de autonomía (DA) ante eventualidades derivadas del abastecimiento (transporte, distancia a la planta de abastecimiento, frecuencia de descargas, etc.). Este stock, o días de autonomía responderá a la expresión:

$$DA = \frac{CRA}{CMD}, \text{ de donde } CRA = DA \times CMD$$

Como margen operativo, se establece para cada planta satélite que DA será de tres días (DA = 3) como situación normal, incrementándose a cuatro días (DA = 4) para aquellos casos en que la planta satélite se encuentre a una distancia superior a 300 km de la planta de abastecimiento, o la frecuencia de descarga sea igual o superior a una cisterna/día.

9.2 Capacidad de vaporización. La capacidad de vaporización, expresada en m³(n)/h, dependerá de los siguientes elementos:

1. Calderas.
2. Bombas de recirculación de agua.
3. Circuitos asociados.
4. Intercambiadores.

Como margen operativo, ante la posibilidad de avería o mantenimiento de los diferentes elementos que constituyen el conjunto de vaporización, la capacidad de vaporización debe garantizar el consumo previsto, aún dejando el 50% de sus elementos fuera de servicio.

9.3 Capacidad de regulación. La capacidad de regulación se calculará conforme a lo establecido en este capítulo.

9.4 Capacidad de descarga. La capacidad de descarga deberá garantizar que el tiempo de descarga en la planta satélite sea inferior a 2,5 horas, comprendiendo la conexión, descarga y operaciones previas y posteriores.

Como margen operativo, las plantas con una frecuencia punta de descarga de cisternas superior a 2 cisternas/día deberán disponer de al menos dos instalaciones de descarga independientes.

9.5 Capacidades a publicar. Cada titular de plantas satélites de GNL conectadas a redes de distribución publicará, para cada una de ellas, el término municipal donde están localizadas, la capacidad de almacenamiento (m³ GNL), la capacidad de vaporización (m³(n)/h) y la capacidad de descarga de cisternas (m³ GNL/h).

CAPÍTULO IX

Gas de operación o autoconsumo

1. Consideraciones generales

La determinación de los valores del gas de operación o autoconsumo correspondiente a las infraestructuras se realiza diariamente, en kWh. Estos valores 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, antes de finalizar el mes m+3, los responsables de proporcionar el valor del gas de operación o autoconsumos podrán

remitir al SL-ATR la mejor información disponible en ese momento, para cada día del mes, sobre el gas de operación o autoconsumo. Este envío no será necesario si el responsable no modifica el valor remitido en el día posterior al día de gas.

2. Gas de operación o autoconsumo en plantas de regasificación

En las plantas de regasificación, el gas de operación o autoconsumo vendrá dado por:

a) El consumo de gas en los equipos para su funcionamiento, que corresponde a los siguientes:

– Calderas de la estación de regulación y medida (ERM), que utilizan gas natural para realizar la combustión y calentar el agua necesaria para el intercambio de calor en estas instalaciones (es preciso un calentamiento previo a la regulación de presión de 72 a 16 bar, de cara a evitar condensaciones de los componentes menos volátiles del gas natural en la expansión).

– Calderas de edificios, donde el consumo de gas natural suele deberse a la calefacción, aire acondicionado, cocinas, etc.

– Vaporizadores de combustión sumergida, que utilizan gas natural como combustible.

– Antorchas, donde se consume gas natural para la alimentación de pilotos y en la purga del cabezal o colector de antorcha, de forma que exista una presión relativa positiva que impida, desde el punto de vista de la seguridad, la entrada de aire que pueda dar lugar a la existencia de una atmósfera explosiva en el interior de la instalación.

– Generadores de emergencia, que se utilizan en caso de corte del suministro eléctrico a la planta y que pueden consumir gas natural.

El gas de operación o autoconsumo debido al consumo de gas natural en los equipos se determinará mediante el uso de contadores individuales para cada equipo, o contadores comunes a varios equipos, contabilizando el volumen de gas (m^3 en condiciones de medición normales) que precisan para su funcionamiento. Los cálculos se realizan mediante la diferencia de lecturas del contador entre las 06:00 h de un día y las 6:00 horas del día siguiente, aplicando los factores de corrección para pasar los volúmenes a condiciones de medición normales (0 °C, 1,0132 bar) y factores de conversión para convertir la medición en energía (kWh).

El gas de operación o autoconsumo debido al venteo de gas natural en los equipos (m^3 en condiciones de medición normales) se determinará mediante medidores ultrasónicos y/u otros medidores de caudal. En caso de indisponibilidad del medidor, podrán emplearse estimaciones basadas en el coeficiente de la válvula y su tiempo de apertura. En el caso de inserciones, si fuera necesario emplear estimaciones, estas se basarán en el volumen geométrico venteado, considerando las presiones iniciales y finales, así como las características técnicas de los equipos que sean necesarias. Se aplicarán los factores de corrección para pasar los volúmenes a condiciones de medición normales (0 °C, 1,0132 bar) y factores de conversión para convertir la medición en energía (kWh).

3. Gas de operación o autoconsumo en buques metaneros

3.1 Criterios generales. Todos los buques metaneros que dispongan de una instalación que permita la utilización del gas natural transportado por el buque como combustible de los generadores de energía eléctrica, o con cualquier uso o finalidad, susceptible de ser utilizados durante las operaciones de carga o descarga, deberán disponer de un sistema de medida de las cantidades autoconsumidas, que consistirá en:

– Un medidor másico o volumétrico, que permita determinar el consumo de gas en condiciones base.

– En el caso de que el medidor sea volumétrico, un dispositivo de conversión volumétrica para la transformación del volumen de gas natural consumido en condiciones base a condiciones normales, que cumpla con las características establecidas en la Norma EN 12405.

En su caso, ambos equipos cumplirán con los siguientes requisitos:

a) Dispondrán de una aprobación de modelo emitida por un organismo reconocido por la Organización Internacional de Metrología Legal (OIML) para su utilización en medición fiscal.

b) Dispondrán de certificados de verificación en vigor emitidos por entidades de reconocido prestigio y se encontrarán debidamente precintados por dichas entidades.

La energía consumida como combustible se calculará:

a) En el caso de contador másico, multiplicando la diferencia de lecturas del contador tomadas al inicio y fin de la operación de carga/descarga por el poder calorífico superior (másico) del «boil-off» determinado según la normativa técnica correspondiente.

b) En el caso de medidor volumétrico con dispositivo de conversión, multiplicando la diferencia de lecturas del dispositivo conversor en condiciones normales, tomadas al inicio y fin de la operación de carga/descarga, por el poder calorífico superior del «boil-off» determinado según la normativa técnica correspondiente.

La energía calculada será añadida o sustraída respectivamente de la cantidad total cargada o descargada por el buque metanero.

La inexistencia de los equipos o certificados anteriores no será causa de denegación de descarga, aplicándose para la determinación de la energía consumida en concepto de autoconsumos lo establecido en el apartado 3.2 de este Capítulo, en función de la anomalía producida.

Además, la instalación podrá contar con una válvula que asegure el cierre de la alimentación de gas como combustible, en el caso de que así se desee. Dicha válvula deberá ser precintable, de manera que se garantice que no ha sido modificada de posición durante el proceso de carga/descarga.

3.2 Medición en caso de anomalía. En el caso de que no se pueda asegurar que no se está utilizando gas como combustible, bien por no existir la válvula de cierre, bien por carecer del precinto mencionado, la determinación de la energía consumida en concepto de autoconsumos se realizará en función de los siguientes tipos de anomalías:

3.2.1 Tipo 1. La instalación carece de alguna de las aprobaciones, certificados o precintos descritos en el apartado 3.1 de este capítulo. Se contabilizará la mayor de las dos cantidades siguientes aplicadas a la cantidad neta descargada/cargada:

– Si la operación es una descarga:

a) La determinada por el sistema de medición.

b) El 0,10 % cuando la anomalía suceda por primera vez en una planta, el 0,15 % cuando la anomalía suceda por segunda vez consecutiva en una planta y el 0,20 % cuando la anomalía suceda consecutivamente por tercera y siguientes veces, en una planta.

– Si la operación es una carga:

a) La determinada por el sistema de medición.

b) El 0,35 % cuando la anomalía suceda por primera vez en una planta, el 0,40 % cuando la anomalía suceda por segunda vez consecutiva en una planta y el 0,50 % cuando la anomalía suceda consecutivamente por tercera y siguientes veces, en una planta.

3.2.2 Tipo 2. Inexistencia de equipo de medición y resto de anomalías. Se contabilizará:

- El 0,20 % si la operación es una descarga.
- El 0,50 % si la operación es una carga.

Antes del 15 de septiembre de cada año el GTS enviará un informe a la DGPEM y a la CNMC, con una propuesta de valores de los coeficientes citados en este apartado, a los efectos de su mejor adecuación a la realidad de las operaciones y la evolución tecnológica. Para ello, los operadores de plantas de regasificación remitirán periódicamente al GTS los datos de las cargas y descargas reales en cada planta. Dicho informe incluirá una justificación de los valores propuestos, así como la información que haya servido de base para la elaboración del mismo.

4. Gas de operación o autoconsumo en la red de transporte

En la red de transporte, el gas de operación o autoconsumo vendrá dado por:

a) El consumo de gas en las estaciones de compresión, que constituye la principal fuente de consumo de la red de transporte, y que es debido a:

– Turbocompresores, siendo los más habituales los centrífugos, ya que se requieren grandes caudales para bajas relaciones de compresión. Los motores de accionamiento más utilizados para los compresores centrífugos son las turbinas de gas, que pueden acoplarse directamente y funcionar con el propio gas de transporte como combustible, acondicionándolo previamente en una estación de regulación y medida (ERM).

– Calderas de las estaciones de regulación y medida (ERM), ya que en el salto de presión del gasoducto a la presión requerida para su consumo es preciso un calentamiento como consecuencia del proceso de expansión que experimenta el gas natural. Estas calderas utilizan gas natural para calentar el agua necesaria para el intercambio de calor.

– Calderas de edificios, donde el consumo de gas natural suele deberse a calefacción, aire acondicionado, cocinas, etc.

b) El consumo de gas en los gasoductos, debido a:

– Calderas de las estaciones de regulación y medida (ERM), que necesitan calentar el gas debido al salto de presión.

– Edificios del Centro de Transporte ubicados en las posiciones de gasoducto.

El gas de operación o autoconsumo debido al consumo de gas natural en los equipos se determinará mediante un contador propio para cada uno de los equipos mencionados anteriormente. Los cálculos se realizan mediante la diferencia de lecturas del contador entre las 6:00 h de un día y las 6:00 horas del día siguiente, y para contadores volumétricos se aplicarán los factores de corrección para pasar los volúmenes a condiciones de medición normales (0 °C, 1,0132 bar) y factores de conversión para convertir la medición en energía (kWh).

Para la determinación del gas de operación o autoconsumo debido a los venteos (m³ en condiciones de medición normales) de las estaciones de compresión se considerará:

– El volumen emitido en cada parada, estimable mediante la cubicación de los volúmenes del compresor y de los colectores implicados en la despresurización de la máquina multiplicados por la presión inicial media de venteo de las unidades y corregido por el factor de compresibilidad.

– El volumen emitido en cada arranque, que normalmente será un volumen constante de gas natural para el accionamiento de la turbina. Para el cálculo de este volumen, en el caso de que no se pueda medir en la estación de regulación y medida (ERM) de la estación de compresión, se tomará de la hoja de datos de los motores

neumáticos de arranque el caudal (Q) y se multiplicará por el tiempo (t) del ciclo de purga. Este volumen es característico para cada turbocompresor.

– El volumen emitido en otros procesos, como en los arrastres de la turbina sin encendido mediante los motores neumáticos de arranque, para procesos de lavado, pruebas, etc. En estos casos, se cuantifica el gas venteado a la atmosfera contando el tiempo de duración del arrastre.

La determinación del gas de operación o autoconsumo debido a los venteos (m^3 en condiciones de medición normales) en los gasoductos se realizará mediante estimación, considerando el volumen geométrico de las instalaciones y las presiones iniciales y finales.

En ambos casos se aplicarán los factores de corrección para pasar los volúmenes a condiciones normales (0 °C, 1,0132 bar) y factores de conversión para convertir la medición en energía (kWh).

5. Gas de operación o autoconsumo en los almacenamientos subterráneos

En los almacenamientos subterráneos, el gas de operación o autoconsumo vendrá dado por:

a) El consumo de gas en los equipos de la planta, plataforma y los pozos, que es debido a:

- Turbocompresores y motocompresores de gas, para el proceso de inyección de gas en el pozo.
- Antorcha para alivio de presión, que necesita consumir fuel-gas para encender y mantener los pilotos encendidos.
- Gas de purga e inertización y colectores de antorchas.
- Regeneradores TEG (trietilenglicol) y metanol, que consumen gas para recuperar estos compuestos empleados en el tratamiento del gas tras el proceso de extracción del pozo.
- Motocompresores de gas para el funcionamiento de las unidades de refrigeración empleadas en el tratamiento del gas tras la extracción del pozo.
- Calderas de gas para el tratamiento del gas y estabilización de hidrocarburos pesados extraídos de su tratamiento tras el proceso de extracción del pozo.
- Generación eléctrica en plataformas.
- La estación de regulación y medida (ERM), que necesitan calentar el gas debido al salto de presión.
- Consumo en edificios.

b) Las emisiones de gas natural a la atmósfera (venteos), que son emisiones controladas generadas por las despresurizaciones y arranques de los turbocompresores, que se utilizan para inyectar gas. También puede deberse a inserciones y nuevas instalaciones en actuaciones de ampliación.

El gas de operación o autoconsumo debido al consumo de gas natural en los equipos se determinará mediante contadores que contabilizan el volumen de gas consumido. Los cálculos se realizan mediante la diferencia de lecturas del contador entre las 6:00 h de un día y las 6:00 horas del día siguiente, aplicando los factores de corrección para pasar los volúmenes a condiciones de medición normales (0 °C, 1,0132 bar) y factores de conversión para convertir la medición en energía (kWh).

La determinación del gas de operación o autoconsumo debido a los venteos (m^3 en condiciones de medición normales) de los turbocompresores se determina de forma análoga a lo explicado para las estaciones de compresión del apartado 3 de este capítulo. Los correspondientes a inserciones, se calculan mediante estimación, considerando el volumen geométrico de las instalaciones y otras características que sean necesarias, así como las presiones iniciales y finales. Se aplicarán los factores de

corrección para pasar los volúmenes a condiciones de medición normales (0 °C, 1,0132 bar) y factores de conversión para convertir la medición en energía (kWh).

CAPÍTULO X

Revisiones y reclamaciones

1. Objeto

El objeto de este capítulo es establecer la metodología de revisiones y reclamaciones que los agentes podrán interponer en relación a los procesos operativos del sistema gasista soportados en el SL-ATR, en concreto: Contratación, programación, nominación, cantidades transaccionadas mediante operaciones bilaterales y plataformas de negociación e intermediación, provisión de información, repartos, balances, liquidaciones y mermas. Será de aplicación para todos los afectados, incluyendo a usuarios del sistema, operadores de instalaciones, operadores de plataformas de negociación e intermediación y el GTS.

Todo ello ha de entenderse sin perjuicio de las competencias de resolución de conflictos que tiene asignada la CNMC en virtud del artículo 12.1.b).2.º de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

2. Consideraciones generales

El GTS, a través del SL-ATR, pondrá a disposición de los agentes un módulo donde se informará de las revisiones realizadas, se efectuarán las reclamaciones y se realizará un seguimiento adecuado. El SL-ATR permitirá consultar toda la información asociada a cada revisión/reclamación y contará con mecanismos de seguimiento y control de las reclamaciones, de forma que se puedan realizar informes periódicos sobre estas. El GTS desarrollará este módulo en coordinación con los agentes involucrados en la revisión y resolución de las revisiones y reclamaciones.

Para la correcta tramitación y gestión de las revisiones y reclamaciones, el SL-ATR dispondrá de la relación entre el modelo de red vigente y el responsable encargado de la revisión/reclamación. El SL-ATR identificará de forma automática al agente que interpone la reclamación, asignando a la reclamación, también de forma automática, un código de registro y un responsable para su tramitación y resolución.

Las reclamaciones se clasificarán como:

- a) Reclamación registrada: Estado inicial de una reclamación, cuando se constata su existencia.
- b) Reclamación en proceso: Reclamación registrada cuyo análisis se ha iniciado por el responsable correspondiente.
- c) Reclamación pendiente de información: Reclamación sobre la cual se ha solicitado más información. La reclamación se mantendrá en este estado hasta que se proporcione esa información.
- d) Reclamación rechazada: Reclamación resuelta que no da lugar a la modificación de la información analizada.
- e) Reclamación aceptada: Reclamación resuelta que da lugar a la modificación de la información analizada.

Adicionalmente, la reclamación podrá estar:

- a) Expirada por el sistema: reclamación interpuesta dentro de los plazos establecidos y no contestada antes de la hora límite definida. La reclamación podrá, no obstante, ser contestada por el sujeto responsable posteriormente a que expire. La respuesta quedará registrada en el SL-ATR. En cualquier caso, los responsables de resolver las reclamaciones harán su máximo esfuerzo por dar respuesta a las reclamaciones dentro de los periodos establecidos.

b) Interpuesta fuera de los plazos establecidos: en este caso, la reclamación aparecerá en el SL-ATR como «reclamación fuera de plazo». Dicha reclamación podrá, no obstante, ser contestada por el sujeto responsable independientemente de la hora que se conteste. La respuesta quedará registrada en el SL-ATR. Estas reclamaciones no originarán una modificación de la información afectada, pero serán tenidas en cuenta en aras de mejorar la calidad del proceso en días posteriores.

Cuando se realice una reclamación, el SL-ATR enviará, automáticamente y mediante correo electrónico, la reclamación al responsable de la resolución y al GTS, incluyendo la información previamente remitida por el reclamante. El SL-ATR también informará de la existencia de la reclamación al resto de agentes afectados por la misma. El responsable de resolver la reclamación dará respuesta a la misma a través del módulo del SL-ATR. El SL-ATR comunicará al reclamante, a los sujetos afectados y al GTS el resultado del análisis de la reclamación.

Cuando un sujeto considere que no es responsable de resolver una reclamación asignada a él, deberá reasignar dicha reclamación al sujeto que considere responsable, en caso de que lo conozca; si no lo conociera, se la reasignará al GTS, para que este la derive al sujeto que corresponda. En este caso, se modificará el estado de la reclamación a «Registrada» y se notificará dicha reasignación a los agentes afectados.

El sujeto responsable de resolver una reclamación podrá rechazar la misma indicando el motivo de dicho rechazo. En este caso, se modificará el estado de la reclamación a «Rechazada», se notificará a los agentes afectados dicho rechazo, y finalizará así el ciclo de reclamación.

El sujeto responsable de resolver una reclamación podrá solicitar información adicional al respecto al agente que interpone la reclamación o a otros agentes afectados. Para ello, podrá indicar en las observaciones aquellos aspectos que considere relevantes para responder al reclamante. Será posible adjuntar nueva documentación a la reclamación si se considera necesario.

Cuando se realice una revisión, el SL-ATR informará, de forma automática, a todos los sujetos afectados y al GTS.

3. Reclamaciones sobre contratación

Los operadores y los usuarios podrán presentar reclamaciones relativas a la contratación de los diferentes productos de capacidad (en el mercado primario y secundario y en otras plataformas integradas con el SL-ATR), siempre y cuando el motivo de la reclamación se haya ocasionado en el propio SL-ATR.

3.1 Información a cumplimentar en la reclamación. En la reclamación asociada al proceso de contratación, el agente que interponga la reclamación indicará, al menos, la siguiente información:

- Tipo de reclamación: Contrato/subasta/garantías/mercado secundario.
- Detalle de reclamación: Servicio/producto de capacidad sobre el que se desea remitir la reclamación.
- Punto de conexión: Cuando sea necesario para la correcta identificación del servicio/producto. Cuando se trate de puntos PCTG, PCDG o PCLD se indicará el punto concreto de conexión según modelo de red vigente. Cuando se trate de puntos PCCC y PCDB se indicará la planta de regasificación que corresponda.
- Código de contrato/número de solicitud.
- Cantidad contratada.
- Periodo temporal concreto al que se refiere la contratación reclamada.
- Motivo de la reclamación.
- Valor esperado: El solicitante que interpone la reclamación informará del valor que, según sus estimaciones, espera obtener.
- Información adicional: El solicitante podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuno para la resolución de la reclamación.

– Observaciones: El solicitante informará de aquellos aspectos relevantes que permitan gestionar más eficazmente la reclamación.

3.2 Plazos de reclamación. Los plazos para enviar y resolver las reclamaciones sobre contratación serán los siguientes, en función del producto a contratar, e independientemente del método de contratación:

Para reclamaciones relacionadas con subastas y garantías asociadas, la reclamación deberá interponerse y, por tanto, el registro de la reclamación deberá realizarse durante las ventanas de envío de ofertas/solicitudes de capacidad. Estas reclamaciones se resolverán lo antes posible.

Para reclamaciones relacionadas con contratos formalizados y garantías asociadas:

– Producto anual, trimestral y mensual: Los usuarios podrán reclamar durante los dos días siguientes a la formalización del contrato. La reclamación se responderá dentro de las cuarenta y ocho horas siguientes al registro de la reclamación. En cualquier caso, la reclamación se resolverá antes de la entrada en vigor del producto o de la publicación de la oferta de capacidad de la que podría incluirse la capacidad del contrato reclamado.

– Producto diario: Los usuarios podrán reclamar durante las dos horas siguientes a la formalización del contrato. La reclamación se resolverá antes de la entrada en vigor del producto.

– Producto intradiario: Los usuarios podrán reclamar en los treinta minutos siguientes a la formalización del contrato y se proporcionará una respuesta dentro de la hora siguiente al registro de la reclamación.

Las reclamaciones relacionadas con el mercado secundario y garantías asociadas deberán interponerse y, por tanto, el registro de la reclamación debe realizarse antes de la casación de la oferta. Estas reclamaciones se resolverán lo antes posible.

4. Reclamaciones sobre programación y nominación

Los operadores y los usuarios podrán remitir reclamaciones para todos los conceptos relacionados con la programación y nominación recogidos en esta normativa técnica para los horizontes temporales mensual, semanal, diario e intradiario. En concreto, podrá solicitarse la revisión de la información correspondiente a la programación mensual, la programación semanal, la nominación y la renominación.

4.1 Información a cumplimentar. En la reclamación sobre los procesos de programación, nominación y renominación el agente que interponga la reclamación indicará, al menos, la siguiente información:

– Tipo de reclamación:

- Programación mensual.
- Programación semanal.
- Nominación.
- Renominación.

– Detalle de reclamación: Servicio sobre el que se desea remitir la reclamación.

– Punto de conexión: Cuando sea necesario para la correcta identificación del servicio para el que se reclama la programación/nominación. Cuando se trate de puntos PCTG, PCDG o PCLD que requieren programación/nominación se indicará el punto concreto de conexión según modelo de red vigente.

– Periodo temporal concreto/día de gas al que se refiere la programación/nominación reclamada.

– Motivo: Cada motivo de reclamación se codificará de forma unívoca en el SL-ATR, del siguiente modo:

- Si la reclamación es relativa a cantidad confirmada:

C.1: Sin dato.

C.2: Dato erróneo.

- Si la reclamación es relativa a logística de buques:

LB.1: Sin dato.

LB.2: Dato erróneo.

- Si la reclamación es relativa a cisternas:

CC.1: Sin dato.

CC.2: Dato erróneo.

– Valor esperado: El solicitante que interpone la reclamación informará del valor que, según sus estimaciones, espera obtener.

– Información adicional: El solicitante podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuno para la resolución de la reclamación.

– Observaciones: El solicitante informará de aquellos aspectos relevantes que permitan gestionar más eficazmente la reclamación.

4.2 Plazos de reclamación. Los plazos para interponer y resolver las reclamaciones correspondientes a los procesos de programaciones serán los siguientes:

– Si la reclamación es sobre la programación mensual, los plazos estarán indicados en el calendario que ha de publicar en el SL-ATR el GTS antes del 1 de diciembre de cada año para el envío de las programaciones mensuales conforme a lo establecido en el apartado 6.2 del capítulo VI.

– Si la reclamación es sobre la programación semanal, los usuarios podrán reclamar hasta cuatro horas antes de la comunicación del programa definitivo por el GTS.

En el caso de las reclamaciones correspondientes a los procesos de nominación y renominación, los plazos serán los siguientes:

– Si la reclamación es sobre la nominación, los usuarios podrán reclamar hasta treinta minutos después de la confirmación por parte el GTS de las nominaciones realizadas.

– Si la reclamación es sobre una renominación, los usuarios podrán reclamar hasta treinta minutos después de la confirmación por parte el GTS de las nominaciones realizadas.

Las reclamaciones recibidas sobre programaciones y nominaciones/renominaciones fuera de plazo no originarán una modificación de la información afectada, pero serán tenidas en cuenta en aras de mejorar la calidad del proceso en días posteriores.

5. *Reclamaciones sobre cantidades transaccionadas mediante operaciones bilaterales y plataformas*

Los usuarios podrán efectuar una reclamación a las cantidades transaccionadas mediante operaciones bilaterales y plataformas de negociación e intermediación reflejadas en el SL-ATR, en el caso de que se detecten discrepancias con respecto a los valores esperados en las mismas, siempre y cuando el motivo de la reclamación se haya ocasionado en el propio SL-ATR. En concreto, podrá solicitarse la revisión de la información correspondiente a la cantidad transaccionada.

En este caso concreto, SL-ATR identificará al GTS como responsable de resolver la reclamación. Asimismo, el SL-ATR identificará automáticamente a los agentes a los que la reclamación pudiese afectar: en el caso de operaciones bilaterales, al usuario contraparte, y, en el caso de transacciones de plataformas de negociación e intermediación, al operador de la misma. A ellos les reenviará notificación de la reclamación por correo electrónico, respetando los principios de transparencia, objetividad, no discriminación y confidencialidad, tanto en el momento de registro de la reclamación, como cuando el GTS dé respuesta a la misma.

5.1 Información a cumplimentar. En la reclamación de cantidades transaccionadas mediante operaciones bilaterales y plataformas de negociación e intermediación, el agente que interponga la reclamación indicará, al menos, la siguiente información:

- Tipo de reclamación: operación bilateral/plataformas de negociación e intermediación.
- Detalle de reclamación: plataforma que realiza la notificación de la cantidad transaccionada.
- Infraestructura: PVB/TVB/AVB, según modelo de red vigente.
- Día de gas en que se produce la entrega.
- Motivo: Cada motivo de reclamación se codificará de forma unívoca en el SL-ATR, del siguiente modo:

E.1: dato no disponible.

E.2: dato diferente al esperado.

- Valor esperado: El solicitante que interpone la reclamación informará del valor esperado de la cantidad transaccionada.
- Información adicional: El solicitante podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuno para la resolución de la reclamación.
- Observaciones: El solicitante informará de aquellos aspectos relevantes que permitan gestionar más eficazmente la reclamación.

5.2 Plazo de reclamación. El envío de reclamaciones será posible para aquellas cantidades transaccionadas que hayan sido registradas en el SL-ATR con fecha de entrega el día de gas anterior al día de gas en curso y posteriores. Esta reclamación ha de ser enviada antes de las 3 horas posteriores al cierre del día de gas al que hace referencia la cantidad transaccionada.

Las reclamaciones sobre transacciones mediante operaciones bilaterales y plataformas de negociación e intermediación fuera de plazo no originarán una modificación del dato, pero serán tenidas en cuenta en aras de mejorar la calidad del proceso en el futuro.

6. Reclamaciones sobre provisión de información

Los operadores de infraestructuras, usuarios y el GTS podrán efectuar reclamaciones a los consumos publicados en las consultas de provisión de información publicadas en SL-ATR, en el caso de que detecten un error en los mismos. En concreto, se podrán enviar reclamaciones relativas a todos los horizontes temporales definidos en el Capítulo V para la provisión de información de demanda sobre el balance, tanto en los flujos de comunicación realizados el día de gas anterior (d-1) al día de gas para el que se proporciona información (d), como en los flujos de comunicación en el propio día de gas (d) (intradiarios).

6.1 Información a cumplimentar. En la reclamación asociada a la provisión de información, el agente que interponga la reclamación indicará al menos, la siguiente información:

- Tipo de reclamación: Previsión demanda proporcionada en día d+1/intradiario 1/ intradiario 2.
- Detalle de la reclamación: Previsión de demanda del usuario/ previsión de demanda global/ coeficientes de temperatura/otros.
- Punto de conexión: Según modelo de red vigente.
- Día de gas: Día de gas al que haga referencia la reclamación.
- Reclamación por responsable: Se asigna directamente la reclamación al sujeto responsable de enviar la provisión de información al sistema o al GTS.
- Motivo: Cada motivo de reclamación se codificará de forma unívoca en el SL-ATR, del siguiente modo:

PI.1: dato no disponible.
PI.2: dato diferente al esperado.
PI.3: otros.

- Valor esperado: El solicitante que interpone la reclamación informará del valor que, según sus estimaciones, espera obtener.
- Información adicional: El solicitante podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuna para la resolución de la reclamación.
- Observaciones: El solicitante informará de aquellos aspectos relevantes que permitan gestionar más eficazmente la reclamación.

6.2 Plazos de reclamación. Los usuarios dispondrán de un plazo de 1 h tras la publicación de la información proporcionada antes de las 14:00 h. para interponer reclamación sobre los datos aportados en relación con el consumo teledorado de los consumidores suministrados. Antes de 1 h. y 30 min. después de la publicación de la información proporcionada antes de las 14:00 h a los usuarios, los operadores de redes de distribución y transporte enviarán al SL-ATR, si corresponde, la nueva información del consumo teledorado de los consumidores suministrados en sus redes. Esta información solo se tendrá en cuenta a la hora de proporcionar a los usuarios información antes de las 21:00.

Para el resto de información proporcionada a los usuarios antes de las 14:00 h y para la información proporcionada antes de las 21:00 h., los usuarios dispondrán de un plazo de veinticuatro horas tras la publicación de la información para reclamar en el SL-ATR. Estas reclamaciones no originarán en ningún caso una modificación de la información afectada, pero podrán ser tenidas en cuenta para mejorar la calidad del proceso en días posteriores. Igualmente serán tenidas en cuenta para mejorar la calidad del proceso en días posteriores las reclamaciones recibidas fuera de plazo.

7. Reclamaciones sobre repartos y balances

Los operadores de infraestructuras, usuarios y el GTS podrán enviar revisiones y/o interponer reclamaciones para los valores de repartos y balances de todos los horizontes temporales definidos en los Capítulos IV y V: repartos provisionales (d+1), reparto final provisional (m+3), reparto final definitivo (m+15), balance provisional (d+1), balance final provisional (m+3) y balance final definitivo (m+15).

7.1 Información a cumplimentar para revisiones. En la reclamación sobre repartos y balances, el agente que interponga la reclamación indicará al menos, la siguiente información:

- Tipo de revisión: Balance/reparto.
- Punto de reparto reclamado, si corresponde.

– Horizonte temporal del balance/reparto reclamado: Diario provisional/diario final provisional/diario final definitivo.

– Día de gas al que haga referencia la reclamación. En el caso de balances/repartos diarios finales provisionales o definitivos, se podrá indicar un rango de fechas (máximo un mes natural).

– Motivo: Cada motivo de reclamación se codificará de forma unívoca en el SL-ATR, del siguiente modo:

– Si la reclamación es relativa al reparto:

- R.1: Sin dato.
- R.2: Dato erróneo.
- R.3: CUPS incorrectamente asignados a la comercializadora.
- R.4: CUPS que falta por asignar a la comercializadora.
- R.5: Estimación de consumo del CUPS no es según procedimiento de cálculo.
- R.6: Información de CUPS facilitada por comercializadora y no tenida en cuenta (parada programada, etc.).
- R7: Otros.

– Las reclamaciones a los balances sólo podrán hacer referencia a:

- B.1: Sin dato.
- B.2: Dato erróneo.
- B.3: Sin publicar.
- B.4: Otros.

– Valor esperado: El solicitante que interpone la reclamación informará del valor que, según sus estimaciones, espera obtener.

– Información adicional: El responsable de la revisión podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuna.

– Observaciones: El responsable de la revisión informará de aquellos aspectos relevantes que permitan explicar más eficazmente la misma.

7.2 Plazos de reclamación. Las reclamaciones sobre repartos diarios (d+1) se interpondrán y resolverán en los plazos establecidos en el apartado 4 del Capítulo IV. Las reclamaciones sobre repartos finales provisionales (m+3) y repartos finales definitivos (m+15) se podrán enviar hasta las 24:00 h del día establecido como hito en el calendario para estos repartos indicado en el apartado 4 del capítulo IV.

Las reclamaciones sobre balances se interpondrán en los plazos siguientes:

- Balance diario provisional (d+1): Antes de las 7 horas y 45 minutos posteriores al cierre del día de gas de gas d.
- Balance final provisional (m+3): Antes de la finalización del día 15 de cada mes m +3.
- Balance final definitivo (m+15): Antes de la finalización del día 15 de cada mes m +15.

Las reclamaciones sobre repartos y balances interpuestas fuera de plazo no originarán una modificación de la información afectada, pero serán tenidas en cuenta en aras de mejorar la calidad del proceso en días posteriores.

8. *Reclamaciones sobre liquidaciones de recargos por desbalances y acciones de balance y gestión de desbalance por el GTS*

Los usuarios podrán reclamar en el SL-ATR los recargos de los distintos procesos de liquidación de los desbalances diarios de los usuarios y los recargos derivados de la neutralidad económica del GTS en relación con las acciones de balance y la gestión del balance en las distintas áreas de balance, así como la aplicación de las tarifas de

desbalance diario cuyo cálculo y publicación realiza diariamente el operador del mercado organizado.

El reclamante registrará en el SL-ATR la información detallada en el apartado siguiente. El SL-ATR enviará un correo electrónico al GTS indicando que se ha registrado una nueva reclamación.

8.1 Información a cumplimentar. La reclamación de una liquidación de recargos relacionada con el balance, indicará la siguiente información:

– Área de balance afectada: PVB/TVB/AVB.
– Detalle: Proceso de liquidación al que corresponde el recargo, seleccionando uno de los siguientes:

- Desbalances provisionales.
- Desbalances finales provisionales.
- Desbalances finales definitivos.
- Corrección de existencias finales provisionales en TVB.
- Corrección de existencias finales definitivas en TVB.
- Acciones de balance en PVB del GTS en el mes M+1.
- Acciones de balance en PVB en el mes M+4.
- Acciones de balance en PVB en el mes M+16.
- Liquidación n+1 de las actuaciones del GTS en TVB y AVB.
- Liquidación n+2 de las actuaciones del GTS en TVB y AVB.

– Periodo temporal/día(s) de gas al que corresponde el recargo reclamado.
– Motivo: Cada motivo de reclamación se codificará de forma unívoca en el SL-ATR, del siguiente modo dependiendo del proceso:

- Para desbalances:

Tarifa desbalance aplicable errónea – €.
Desbalance erróneo – kWh.
Recargo erróneo – €.
Neto recargos por desbalance erróneo – €.
Otros.

- Para acciones de balance y gestión del balance del GTS:

Neto acciones de balance erróneo – €.
Resultado económico neto erróneo – €.
Desbalance mensual acumulado total erróneo – kWh.
Desbalance mensual acumulado usuario erróneo – kWh.
Neutralidad GTS asignada al usuario erróneo – €.
Otros.

– Valor esperado: El solicitante que interpone la reclamación informará del valor que, según sus estimaciones, espera obtener liquidación / reliquidación.

– Información adicional: El solicitante podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuna para la resolución de la reclamación.

– Observaciones: El solicitante informará de aquellos aspectos relevantes que permitan gestionar más eficazmente la reclamación.

8.2 Plazos de reclamación. Las reclamaciones sobre liquidación de desbalances individuales de usuarios, de las acciones de balance en PVB y actuaciones del GTS en TVB y AVB se enviarán conforme al calendario establecido anualmente por el GTS, que cumplirá con lo dispuesto al respecto en la Resolución de 1 de julio de 2020, de la CNMC, por la que se aprueba la metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y

el procedimiento de liquidación de desbalances de los usuarios y de acciones de balance y gestión de desbalances GTS.

Las reclamaciones sobre estos aspectos interpuestas fuera del plazo definido serán tenidas en cuenta por el GTS siempre que sea viable para el mismo, en aras de mejorar la calidad del proceso en días posteriores.

9. Reclamaciones sobre mermas

Los operadores de instalaciones, los usuarios y el GTS podrán reclamar en el SL-ATR los saldos de mermas asignados en los distintos procesos de cálculo (mensual y anual). En concreto, se podrá interponer reclamación sobre los datos de las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas.

9.1 Información a cumplimentar. La reclamación indicará la siguiente información:

- Instalación afectada: Planta de GNL concreta, red de transporte, red de distribución.
- Periodo temporal al que corresponde cantidad reclamada: Mes/año.
- Detalle: Dato que se reclama.
- Valor de mermas reales.
- Valor de mermas retenidas.
- Valor del saldo de mermas.
- Valor esperado: El solicitante que interpone la reclamación informará del valor que, según sus estimaciones, espera obtener.
- Información adicional: El solicitante podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuna para la resolución de la reclamación.
- Observaciones: El solicitante informará de aquellos aspectos relevantes que permitan gestionar más eficazmente la reclamación.

9.2 Plazos de reclamación. Las reclamaciones que se refieran al cálculo del saldo de mermas mensuales del mes «m» se interpondrán en el plazo de diez días establecido en el artículo 11.2 de la Circular 7/2021. El responsable dispondrá a su vez de un plazo de diez días para su análisis y resolución. Las reclamaciones interpuestas fuera del plazo definido serán tenidas en cuenta por el operador y el GTS en el proceso de determinación del saldo de mermas anual al que pertenezca el mes «m» reclamado.

Las reclamaciones que se refieran al cálculo del saldo de mermas anuales del año «n» se interpondrán en el plazo establecido en los artículos 12.2 y 12.7 de la Circular 7/2021. El responsable dispondrá a su vez de un plazo de cinco días para su análisis y resolución. Las reclamaciones relacionadas con la red de transporte y plantas de regasificación recibidas fuera del plazo definido serán tenidas en cuenta por operador y el GTS, si es posible, en el proceso de revisión del saldo de mermas anual del año «n» que se realiza en el año «n+2». El resto de reclamaciones interpuestas fuera del plazo definido serán tenidas en cuenta por los operadores y el GTS en aras de mejorar la calidad de procesos posteriores.

CAPÍTULO XI

Información sobre las mermas

1. Objeto

El objeto de este Capítulo es establecer el detalle de 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 el detalle de la información a contener en el informe anual sobre mermas que debe remitir el GTS a la CNMC.

2. Condiciones generales

La información sobre las mermas reales, mermas retenidas y saldo de mermas se publicará 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.

La información recogida este Capítulo será actualizada en las circunstancias y condiciones establecidas en la Circular 7/2021 de la CNMC.

3. Información sobre mermas en plantas de regasificación

Los titulares de instalaciones remitirán al SL-ATR, para que sea publicado en el mismo, la siguiente información por planta de regasificación, que estará disponible para todos los usuarios:

Planta de regasificación.	
Mes.	
Unidad: kWh.	
Existencias iniciales.	
Total entradas por descargas.	
Total salidas.	
– Total salidas por regasificación.	
– Total salidas por carga de cisternas.	
– Total salidas por carga de GNL de planta a buques, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques.	
Autoconsumos.	
Existencias finales.	
Mermas reales.	
Mermas retenidas por descargas.	
Mermas retenidas por carga de GNL de planta a buques, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques.	
Saldo mensual de mermas de la planta.	

Además, los titulares de instalaciones, a través del SL-ATR, pondrán a disposición de cada usuario la información por planta de regasificación que le corresponde siguiente:

Planta de regasificación.	
Mes.	
Unidad: kWh.	
Total entradas del usuario i.	
Total mermas retenidas al usuario i.	
– Por descargas ATR del usuario i.	
– Por carga de GNL de planta a buques, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques del usuario i.	
Saldo mensual de mermas del usuario i.	

Finalmente, se publicará en el SL-ATR el GNL total (kWh) a devolver o detraer en TVB que le corresponde a cada usuario como consecuencia de la liquidación anual del saldo de mermas en las plantas de regasificación, señalando el año al que corresponde la devolución, así como la cantidad de GNL diaria (kWh/d) en la que se devolverá/detraerá la cantidad total. Igualmente, cada titular de planta de operación podrá consultar en el SL-ATR la valoración económica de su saldo anual de mermas, con detalle del año al que corresponde, el saldo (kWh), el precio aplicable para la valoración del saldo (€/kWh) y la cantidad económica (€) a adicionar/descontar de su retribución, todo ello por planta de regasificación.

4. Información sobre mermas en la red de transporte

Los titulares de remitirán al SL-ATR la información necesaria que permita la publicación en dicho SL-ATR de la siguiente información para el conjunto de sus redes de transporte, que estará disponible para todos los titulares de redes de transporte y para todos los usuarios:

Mes.	
Unidad: kWh.	
Existencias iniciales.	
Total entradas.	
– Entradas por puntos de conexión PCPR.	
– Entradas por puntos de conexión PCAS.	
– Entradas por puntos de conexión PCI.	
– Entradas por puntos de conexión PCY.	
– Entradas por puntos de conexión PCTG.	
– Entradas por entregas de otros operadores interconectados.	
Total salidas.	
– Salidas por puntos de conexión PCAS.	
– Salidas por puntos de conexión PCI.	
– Salidas por puntos de conexión PCLD.	
– Salidas por entrega de gas a otros operadores interconectados (PCTT/PCTD).	
Existencias finales.	
Autoconsumos.	
Mermas reales.	
Mermas retenidas.	
Saldo mensual de mermas de la red de transporte.	

Además, se publicará en el SL-ATR, disponible para cada usuario, la información que le corresponde siguiente:

Mes.	
Unidad: kWh.	
Total saldo de mermas en el conjunto de las redes de transporte.	
Total entradas en el conjunto de las redes de transporte.	

Total entradas del usuario i:	
– Por puntos de conexión PCPR.	
– Por puntos de conexión PCAS.	
– Por puntos de conexión PCI.	
– Por puntos de conexión PCY.	
– Por puntos de conexión PCTG.	
Saldo mensual de mermas del usuario i.	

Para cada titular de la red de transporte, estará disponible en el SL-ATR la siguiente información sobre el conjunto de sus redes:

Mes.	
Unidad: kWh.	
Existencias iniciales.	
Total entradas.	
– Entradas por puntos de conexión PCPR.	
– Entradas por puntos de conexión PCAS.	
– Entradas por puntos de conexión PCI.	
– Entradas por puntos de conexión PCY.	
– Entradas por puntos de conexión PCTG.	
– Entradas por entregas de otros operadores interconectados.	
Total salidas.	
– Salidas por puntos de conexión PCAS.	
– Salidas por puntos de conexión PCI.	
– Salidas por puntos de conexión PCLD.	
– Salidas por entrega de gas a otros operadores interconectados (PCTT/PCTD).	
Existencias finales.	
Autoconsumos.	
Mermas reales de la red de transporte del titular.	
Total entradas en la red de otros transportistas.	
Número de ERMs de la red de transporte que funcionan de frontera de red y se emplean para realizar el balance físico de la instalación.	
Total de ERMs de la red de transporte que funcionan como frontera de red y se emplean para realizar el balance físico de la instalación de todos los titulares de redes de transporte.	
Total mermas retenidas en el sistema de transporte.	
Mermas asignadas al titular i.	
Saldo mensual de mermas de la red de transporte del titular i.	

Finalmente, se publicará en el SL-ATR el gas total (kWh) a devolver o detraer en PVB que le corresponde a cada usuario como consecuencia de la liquidación anual del saldo de mermas en la red de transporte, señalando el año al que corresponde la devolución, así como la cantidad de gas diaria (kWh/d) en la que se devolverá/detraerá la cantidad total. Igualmente, cada titular de red de transporte podrá consultar en el SL-ATR la valoración económica de su saldo anual de mermas para el conjunto de sus redes, con detalle del año al que corresponde, el saldo (kWh), el precio aplicable para la valoración del saldo (€/kWh) y la cantidad económica (€) a adicionar/descontar de su retribución.

5. Información sobre mermas en la red de distribución

Los titulares de instalaciones remitirán al SL-ATR la información necesaria que permita a dicho SL-ATR obtener la siguiente información, desagregada por punto de conexión PCTD/PCDD según corresponda:

Mes	PCTD ₁ /PCDD ₁ /	PCTD ₂ /PCDD ₂	Total
Total entradas.			
– Por el PCTD/PCDD.			
– Por PCDG.			
Total salidas.			
– Total consumos teledados.			
P ≤ 4 bar.			
4 bar < P ≤ 16 bar.			
P > 16 bar.			
– Total consumos no teledados.			
P ≤ 4 bar.			
4 bar < P ≤ 16 bar.			
P > 16 bar.			
Salidas por entrega de gas a otros operadores interconectados.			
Mermas reales.			
Mermas retenidas por consumos teledados.			
– P ≤ 4 bar.			
– 4 bar < P ≤ 16 bar.			
– P > 16 bar.			
Mermas retenidas por consumos no teledados.			
– P ≤ 4 bar.			
4 bar < P ≤ 16 bar.			
– P > 16 bar.			
Total mermas retenidas.			
Saldo de mermas del titular.			

Toda la información que afecta al cálculo del saldo de mermas asignado a cada usuario estará también disponible para los usuarios en el SL-ATR, dentro de las consultas habilitadas relacionadas con el reparto.

Finalmente, se publicará en el SL-ATR los saldos anuales de mermas de cada usuario por titular de red de distribución en kWh/año, así como la valoración económica de su saldo anual de mermas, con detalle del año, el precio aplicable para la valoración del saldo (€/kWh) y la cantidad económica (€) resultado de la valoración. De la misma forma, se publicará para cada titular de redes de distribución el saldo en el conjunto de sus redes por usuario en kWh/año, con el mismo detalle que el saldo de los usuarios.

6. Informe anual de supervisión y valoración de mermas a elaborar por el GTS

Los informes a elaborar por el GTS y comunicar a la CNMC respecto a la supervisión y valoración de los saldos de mermas anuales incluirán toda la información necesaria para la correcta comprobación y aprobación de los mismos por parte de la CNMC. La información aportará datos anuales, con desglose mensual. Esta información incluirá, al menos, lo siguiente:

a) Saldo de mermas en las plantas de regasificación. Se darán, para cada planta y cada titular de instalaciones, datos desagregados y agregados de existencias iniciales y finales de GNL, entradas físicas (descargas de GNL), salidas físicas (por regasificación, carga de cisternas, etc.), autoconsumos, mermas reales, mermas retenidas (por descargas, cargas, etc.) y el saldo de mermas.

Además, se incluirá información sobre desvíos de buques por situación de operación excepcional, señalando el nombre del buque, las plantas de destino iniciales y finales, la cantidad cargada/descargada, la fecha de descarga/carga y la nota de operación que anuncia el desvío del buque.

Por último, se detallará la información sobre la valoración del saldo de mermas, desagregado por planta y por titular, agregado por titular y para el conjunto de todas las plantas, indicando el saldo de mermas correspondiente para valoración, el precio aplicable y las cantidades económicas a adicionar o sustraer de la retribución de los titulares. Igualmente, se incluirá el detalle del saldo de mermas mensual del usuario por planta de regasificación y la cantidad de gas que corresponde devolver a cada uno.

b) Saldo de mermas en la red de transporte. Se aportará, para el conjunto de las redes de cada uno de los titulares de instalaciones, y para el total de la red de transporte, datos desagregados y agregados de existencias iniciales y finales de gas, entradas físicas (por PCPR, PCI, PCY, PCTG, etc.), salidas físicas (por PCI, PCTT, PCDD, etc.), autoconsumos, mermas reales, mermas retenidas en sus redes, mermas retenidas asignadas (con detalle del cálculo realizado para su asignación) y el saldo de mermas.

Se detallará la información sobre la valoración del saldo de mermas, desagregado por titular y para el conjunto de la red de transporte del sistema gasista, indicando el saldo de mermas correspondiente para valoración, el precio aplicable y las cantidades económicas a adicionar o sustraer de la retribución de los titulares. Igualmente, se incluirá el detalle del saldo de mermas mensual del usuario para el conjunto de la red de transporte y la cantidad de gas que corresponde devolver a cada uno.

c) Saldo de mermas en la red de distribución. Se aportará, para el conjunto de las redes de cada uno de los titulares de instalaciones, las entradas netas (distinguiendo si es conexión con redes de otros titulares o inyección en PCDG), las salidas por consumos (distinguiendo si es telemedido o no y desagregado por niveles de presión), las salidas por conexiones con redes de otros operadores, las mermas reales, las mermas retenidas (por nivel de presión) y el saldo de mermas del titular. Además, para cada usuario con consumo en las redes del titular, se indicará el consumo y mermas retenidas que le corresponde (distinguiendo por niveles de presión), así como el saldo de mermas asignado al usuario.

Se detallará la información sobre la valoración del saldo de mermas, desagregado por titular y usuario, indicando el saldo de mermas correspondiente para valoración, el precio aplicable y las cantidades económicas que corresponde abonar y recibir a cada uno.

Igualmente, 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 el GTS proponer, si así lo estima oportuno, la modificación de los coeficientes de mermas retenidas en las instalaciones.

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.