

### III. OTRAS DISPOSICIONES

## MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA

**3691** *Resolución de 15 de febrero de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican diversas normas de gestión técnica del sistema y protocolos de detalle.*

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, desarrolla las líneas básicas que deben contener las Normas de Gestión Técnica del Sistema de gas natural, estableciendo en su artículo 13.1 que el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con el resto de los sujetos implicados, elaborará una propuesta de Normas de Gestión Técnica del Sistema, que elevará al Ministro para la Transición Ecológica para su aprobación o modificación.

En cumplimiento de lo anterior se dictó la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Esta orden, en su disposición final primera, faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas a adoptar las medidas necesarias para la aplicación y ejecución de la orden, en particular para aprobar y modificar los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica y demás requisitos, reglas, documentos y procedimientos de operación establecidos para permitir el correcto funcionamiento del sistema gasista.

La citada orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, en la Norma de Gestión Técnica NGTS-12, apartado 12.2, establece la creación de un grupo de trabajo para la actualización, revisión y modificación de las normas, responsable de la presentación para su aprobación por la Dirección General de Política Energética y Minas, de propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de detalle de gestión del sistema gasista.

En virtud de lo anterior, se han recibido por parte del presidente del citado grupo de trabajo, las propuestas de modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS) y los Protocolos de Detalle (PD) que se exponen.

De acuerdo con lo indicado en el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, todas estas propuestas de resolución han sido objeto de los informes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobados por su Sala de Supervisión Regulatoria, en las siguientes fechas, para cuya elaboración, realizó el trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

– Modificación de las NGTS-01: «Conceptos generales» y NGTS-02: «Condiciones generales sobre uso y capacidad de instalaciones» para adaptarlas a lo dispuesto en la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, y en el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. El informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relativo a estas modificaciones fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 28 de junio de 2018

– Modificación del apartado 5.3 del PD-05 «Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros» en lo referente a los medidores de la cantidad de gas natural descargada por los buques metaneros. Fue objeto del mismo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que las normas anteriores.

– Modificación del PD-01: «Medición, calidad y odorización del gas», apartados 6.2 sobre el factor de conversión de unidades de volumen a unidades energéticas, y el apartado 6.5 sobre publicación del factor de conversión. El informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relativo a estas modificaciones fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 2 de junio de 2017.

– Modificación del PD-02 «Procedimiento de reparto en PCTD y PCDD» y del PD-17 «Provisión de información sobre el balance de gas en las redes de transporte» con el objetivo de cumplir lo dispuesto en la referida Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, relativo a la información a facilitar a los usuarios de la red de transporte. Estas modificaciones fueron objeto del informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 21 de septiembre de 2018.

– Aprobación del anexo del PD-17 que contiene los indicadores de calidad y plazo de la información a transmitir entre los diferentes sujetos del sistema gasista, en virtud de la Resolución de 23 de diciembre de 2015 de la DGPEM. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia emitió informe relativo al mismo aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 23 de marzo de 2017.

De acuerdo con la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, con entrada en vigor el 14 de enero de 2019, en los ámbitos afectados por la distribución de funciones a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, los procedimientos normativos que el Ministerio para la Transición Ecológica haya iniciado con anterioridad a la referida entrada en vigor los resolverá el organismo que inició la tramitación.

En su virtud, esta Dirección General resuelve:

Primero.

Se modifican la NGTS-01: «Conceptos generales» y la NGTS-02: «Condiciones generales sobre uso y capacidad de instalaciones» en los términos que se indican en los Anexo I y II, respectivamente, de la presente resolución.

Segundo.

Se modifica el apartado 5.3 del PD-05: «Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros», quedando redactado con el siguiente texto:

«[...]

### 3. Determinación del nivel de líquido en los tanques.

Cada tanque de GNL del buque estará equipado con dos medidores de nivel independientes. Uno será el primario y otro el secundario. El orden de preferencia en su utilización como primario será: microondas, capacitivo y de flotador.

En caso de avería o fallo del primario, se utilizará el sistema secundario. Si fuera necesario utilizar el secundario al iniciar la operación, el resto de medidas se realizarán con dicho sistema aunque el primario haya sido reparado antes de finalizar la operación.

Para cada tipo de medidor, sus características, tolerancias, instalación, funcionamiento y comprobaciones se basarán en las normas siguientes:

- UNE-ISO 13689 “Hidrocarburos ligeros licuados. Gas natural licuado (GNL). Mediciones de niveles de líquido en tanques que contienen gases licuados. Medidor de nivel de tipo microondas”.
- UNE-ISO 8309 “Hidrocarburos ligeros licuados. Medida de niveles de líquidos en tanques que contienen gases licuados. Mediciones por capacitancia eléctrica”.
- UNE-ISO 10574 “Hidrocarburos ligeros licuados. Medida de niveles de líquidos en tanques que contienen gases licuados. Mediciones por flotador”.

Tanto en la medición inicial, como en la final, para cada uno de los tanques, se realizarán, con los medidores de nivel, al menos dos medidas a intervalos de tiempo superiores a dos minutos, tomándose el valor medio aritmético de dichas medidas, redondeado al número entero (en mm).

Al valor obtenido para cada uno de los tanques, de ser necesario, se aplicará su correspondiente corrección de escora y/o asiento. Si para la obtención de las medidas se hubiese utilizado un medidor de flotador, además, se harán las correcciones correspondientes por contracción térmica de la cinta o cable que lo sustenta debido a la diferencia de temperatura del vapor y la de calibración del medidor de nivel y por la densidad del GNL.

Al final de todas estas correcciones, se redondeará a número entero, en mm, si fuese necesario.

[...]»

Tercero.

Se modifican los apartados 6.2 y 6.5 del PD-01 «Medición, calidad y odorización de gas», aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 13 de marzo de 2006 y modificado por la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 22 de septiembre de 2011, quedando redactado con el siguiente texto:

«6.2 Conversión de unidades de volumen a energéticas.

Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores, m<sup>3</sup>, a la unidad de medida de energía establecida, kWh, se utilizará el valor energético del gas natural referido al poder calorífico superior (PCS), medido en las condiciones de referencia del sistema gasista de 1,01325 bar (1 bar = 10<sup>5</sup> Pa) y 273,15 K. La fórmula de cálculo a aplicar será la siguiente:

$$E \text{ [kWh]} = V \text{ [m}^3\text{]} * Fc' \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right]$$

Siendo:

E = Energía entregada en el punto de suministro.

V = Volumen medido en las condiciones de suministro.

Fc' = Factor de conversión de volumen.

El factor de conversión por las condiciones de medida se calculará como:

$$Ft' \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right] = PCS \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right] * Fc$$

Siendo:

PCS = Poder calorífico del gas en el punto de medida medido en las condiciones de referencia (1,01325 bar y 273,15 K).

Fc = Factor de conversión de volumen para pasar de las condiciones de medida a las condiciones de referencia.

La conversión de los m<sup>3</sup> medidos por el contador a m<sup>3</sup> en las condiciones de referencia se realizará mediante el empleo de equipos electrónicos de conversión (convertidores) que realizan el cálculo de forma continua, integrando las señales de presión, temperatura y compresibilidad medidas en los correspondientes transmisores, y utilizando un factor de conversión (Fc) que viene dado por la fórmula:

$$F_c = \frac{Pc \text{ suministro}}{Pc \text{ referencia}} \times \frac{T \text{ c. referencia}}{T \text{ c. suministro}} \times \frac{Z \text{ c. referencia}}{Z \text{ c. suministro}} = K_p \times K_t \times K_z$$

Siendo Z el factor de compresibilidad, definido como la relación entre el volumen molar de un gas real y el volumen molar del mismo gas considerado como ideal.

El cálculo del factor de compresibilidad tanto en las condiciones de referencia como en las condiciones de suministro se realizará según el procedimiento SGERG-88 incluido en la norma UNE-EN ISO 12213.

En el apartado 4.4 del presente protocolo se establecen los requisitos de instalación de conversores de presión, temperatura y factor de compresibilidad (conversores PTZ y conversores PT) en función de la presión a la que se realiza la medida y el caudal máximo horario.

Para consumidores suministrados a presiones inferiores o iguales a 0,4 bar se despreciará la influencia del factor Z, es decir, se asumirá que su valor es próximo a la unidad, y en consecuencia el factor de conversión por el que se multiplicará el volumen medido en m<sup>3</sup> para expresarlo en las condiciones de referencia de presión y temperatura será:

$$F_c = \frac{P_c \text{ suministro}}{P_c \text{ referencia}} \times \frac{T \text{ c. referencia}}{T \text{ c. suministro}} = K_p \times K_t$$

Siendo:

$K_t$  = Factor de conversión por temperatura.

$K_p$  = Factor de conversión por presión.

El factor de conversión por temperatura se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$K_t = \frac{273,15}{273,15 + T_{\text{gas}}}$$

Donde  $T_{\text{gas}}$  es la temperatura de 10°C.

El factor de conversión por presión se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$K_p = \frac{P_c + P_{\text{atm}}}{1,01325}$$

Donde:

$P_c$  = Presión relativa de suministro (bar).

$P_{\text{atm}}$  = Presión atmosférica (bar).

El valor de la presión atmosférica es función de la altitud (A) del municipio donde se encuentre el punto de suministro y se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_{\text{atm}} = 1,01325 - k \times A = 1,01325 - \frac{0,1223 \times A}{1000}$$

Donde "A" es la altitud en metros del municipio donde se encuentre situado el punto de suministro, publicada por el organismo oficial de estadística competente.

Por su parte, el factor "k" se calculará por aplicación de la siguiente fórmula:

$$k \left[ \frac{\text{mbar}}{\text{m}} \right] = \frac{\text{g} \times \text{d}}{100} = 0,1223$$

Siendo “d” la densidad del aire (ISO 6976) interpolada a Tgas (10°C) y “g” la aceleración estándar de la gravedad, con valores:

$$d = 1,2471$$
$$g = 9,8065 \text{ (m/s}^2\text{)}$$

En el caso de las instalaciones de suministro a consumidores que no dispongan de corrector de presión en sus instalaciones, pero que dispongan de un regulador previo a la medición del gas, el factor de conversión por presión (Kp) se calculará considerando como presión de suministro la presión de tarado del regulador de gas.

En el caso de las instalaciones de suministro a consumidores conectadas a redes de presión máxima de servicio de 22 mbar y que no dispongan de un regulador previo a la medición del gas, el factor de conversión por presión (Kp) se calculará considerando como presión de suministro la presión de 22 mbar, salvo en los casos en los que los reguladores de las estaciones de regulación y medida que alimenten a dicha red estén tarados a una presión inferior, en cuyo caso se tomará dicha presión como referencia.

(...)

#### 6.5 Información a publicar sobre el factor de conversión.

El GTS publicará en el SL-ATR el listado de municipios suministrados mediante gas natural (incluyendo los suministrados a partir de plantas satélites de GNL), gas manufacturado y gas procedente de fuentes no convencionales, con los factores de conversión de volumen aplicables a los consumidores que no disponen de conversores de presión y temperatura.

Este listado incluirá, para cada municipio, la altitud considerada y el valor del factor de conversión Fc correspondiente a las presiones de suministro, incluyendo al menos las seis presiones relativas estandarizadas (20 mbar, 22 mbar, 50 mbar, 55 mbar, 100 mbar y 150 mbar) y a una temperatura media de suministro de 10°C, que se considerará la temperatura media ponderada a nivel nacional. Será responsabilidad de la compañía distribuidora la comunicación al GTS de los municipios en los que se realiza la actividad de distribución de gas, junto con la identificación de las conexiones de las redes de distribución de dichos municipios con la red de transporte.

Asimismo, en el SL-ATR se identificará para cada red municipal, el número de conexiones con la red de transporte, así como los cromatógrafos asociados a cada conexión, recogiendo para cada una de ellas el poder calorífico superior medio diario (PCS<sub>D</sub>) y el volumen diario de gas vehiculado a través de ellas (Vi), así como el poder calorífico superior medio diario de la red donde se ubiquen los puntos de suministro (PCS<sub>D</sub>), calculado según lo establecido en el apartado 6.4.

Diariamente, el GTS publicará en el SL-ATR el poder calorífico superior medio de cada red de distribución (PCS<sub>M</sub>) correspondiente al día anterior (día «n») y calculado según lo establecido en el apartado 6.4.1.

El SL-ATR deberá mantener un histórico de al menos 24 meses con esta información, al objeto de poder permitir la verificación, por parte de los órganos competentes, del cálculo del PCS<sub>M</sub> utilizado a efectos de determinar los kWh consumidos en el período de facturación.

La información anterior, comprensible para el usuario final, que incluya el factor de conversión Fc aplicable a las presiones de suministro, incluyendo cada una de las seis presiones relativas estandarizadas (20 mbar, 22 mbar, 50 mbar, 55 mbar, 100 mbar y 150 mbar) de cada red de distribución, junto con su poder calorífico superior medio diario (PCS<sub>D</sub>), será publicado en la página web del GTS. Asimismo, dicha página incluirá la posibilidad de que los consumidores de lectura mensual o superior, introduciendo la red de distribución del punto de suministro y la fecha de

inicio y de final del periodo de facturación, puedan obtener el PCSMedio aplicable en la factura.»

Cuarto.

Se modifica el apartado 1.5 del protocolo de detalle PD-02: «Procedimiento de reparto en PCTD y PCDD» de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista que pasa a tener la redacción que se recoge en el anexo III.

Quinto.

Se modifica el protocolo de detalle PD-17: «Provisión de información sobre el balance de gas en las redes de transporte» de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista que pasa a tener la redacción que se recoge en el anexo IV.

Sexto.

Se aprueba el anexo «Indicadores de calidad y de cumplimiento de los tiempos de comunicación de la información» del referido PD-17 recogido en el anexo V de la presente.

Séptimo.

La presente resolución surtirá efectos a partir del día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado» excepto las modificaciones de los PD-02 y PD-17 que entrarán en vigor a los seis meses a contar desde el día siguiente al de la publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Contra la presente resolución, que no pone fin a la vía administrativa, podrá interponerse recurso de alzada ante el Secretario de Estado de Energía en el plazo de un mes desde su publicación de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 121 y siguientes de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

Madrid, 15 de febrero de 2019.–La Directora General de Política Energética y Minas, María Jesús Martín Martínez.

## ANEXO I

### NGTS-01

#### *Conceptos generales*

La normativa de gestión técnica del sistema gasista tiene por objeto fijar los procedimientos y mecanismos para la gestión técnica del sistema, coordinando la actividad de todos los sujetos o agentes que intervienen en el sistema para garantizar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural y gases manufacturados por canalización, respetando, en todo caso, los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

#### 1.1 Conceptos generales.

Además de las definiciones ya incorporadas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y las normas que la desarrollan [sistema gasista, red básica de gas natural, redes de transporte primario, redes de transporte secundario, redes de distribución, instalaciones complementarias, plantas de regasificación de gas natural

licuado (GNL], plantas satélites de GNL, líneas directas, acometidas...], a efectos de estas normas de gestión técnica del sistema se consideran las siguientes definiciones:

Área de Balance en PVB.

Sistema de entrada-salida que incluye la red de gasoductos de transporte al que es aplicable el régimen específico de balance definido según la Circular 2/21015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

Consumidores.

Aquellos sujetos que adquieren gas natural para su propio consumo. Pudiéndolo adquirir de:

- Los comercializadores autorizados en condiciones libremente pactadas.
- Directamente, sin recurrir a un comercializador autorizado, accediendo a instalaciones de terceros.

Demanda Convencional.

Es la cantidad de gas consumida por los usuarios domésticos e industriales del sistema gasista.

Demanda Eléctrica.

Es la cantidad de gas consumida por las centrales de generación eléctrica del sistema. No se incluyen en este apartado las cogeneraciones, que tendrán consideración de demanda convencional.

Demanda de gas para transporte.

Aquella demanda de gas natural destinada al uso como combustible para el transporte, tanto terrestre como marítimo.

Día de gas.

Período de tiempo que comienza a las 5 horas UTC y termina a las 5 horas UTC del día siguiente en invierno, y entre las 4 horas UTC de un día y las 4 horas UTC del día siguiente en verano, y en el que se efectúan las operaciones programadas para ese período. Es la unidad temporal de referencia para todas las actividades diarias que incluyen estas normas.

Gestor de red independiente.

Empresa que haya obtenido la certificación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades de transporte tal como establece la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos en su artículo 63 quater.

Mecanismo de comunicación.

Canal para realizar los procesos y enviar las comunicaciones necesarias (incluyendo cualquier notificación, envío de información, confirmación, petición, aprobación o aceptación relacionadas con dichos procesos) en el sistema gasista.

Operadores.

Los operadores son aquellos sujetos del sistema gasista autorizados para la gestión de cualquier instalación de transporte, licuación, regasificación de GNL, almacenamiento o distribución, conforme a lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Se considerará operadores a aquellos sujetos que sean:

- Titulares o gestores de plantas de regasificación.
- Titulares o gestores de almacenamientos subterráneos.
- Transportistas de gas.
- Distribuidores de gas.

Punto de carga de GNL.

Cualquier punto por el que sale GNL desde un tanque o desde un buque de una planta de regasificación hacia:

- Un buque (carga de GNL a buque, trasvase de GNL de buque a buque, puesta en frío de buques, o bunkering de GNL) (PCCB).
- Una cisterna (PCCC).

Bunkering.

Es aquella operación de carga de GNL en un buque para emplearlo como combustible en el transporte marítimo.

Punto de conexión con almacenamiento subterráneo.

Es aquel punto del sistema gasista por el que sale o entra gas de la red de transporte a un almacenamiento subterráneo (PCAS).

Punto de conexión entre gasoductos de distribución.

Es aquel punto que conecta gasoductos de distribución de dos titulares diferentes (PCDD).

Punto de conexión entre gasoductos de transporte.

Es aquel punto que conecta gasoductos de transporte de dos titulares diferentes (PCTT).

Punto de conexión internacional por gasoducto.

Es aquel punto del sistema gasista por el que sale o entra gas de la red de transporte ubicada en el territorio español a otra red de gasoductos de otros países (PCI).

Punto de conexión con plantas de gas renovable a red de distribución.

Es aquel punto del sistema gasista por el que entra gas desde una planta de producción de gas renovable a la red de distribución (PPBD).

Punto de conexión con plantas de gas renovable a red de transporte.

Es aquel punto del sistema gasista por el que entra gas desde una planta de gas renovable a la red de transporte (PCBT).

Punto de conexión con plantas de regasificación de GNL.

Es aquel punto del sistema gasista que conecta una planta de regasificación con la red de transporte (PCPR).

Punto de conexión de red de transporte y líneas directas.

Es aquel punto que conecta una infraestructura de la red de transporte con una línea directa o cliente final (PCLD).

Punto de conexión de red de transporte y red de distribución.

Es aquel punto que conecta una infraestructura de la red de transporte con una infraestructura de la red de distribución (PCTD).

Punto de conexión con yacimientos a red de transporte.

Es aquel punto del sistema gasista por el que entra gas desde un yacimiento a la red de transporte (PCY).

Punto de conexión con yacimientos a red de distribución.

Es aquel punto del sistema gasista por el que entra gas desde un yacimiento a la red de distribución (PCYD).

Punto de interconexión virtual.

Dos o más puntos de interconexión física que conectan los mismos sistemas adyacentes de entrada-salida, que se integran a efectos comerciales y operativos en un

único punto de asignación de capacidad, según está definido en la Circular 372017, de 22 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, relativa a los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.

Punto de descarga de GNL.

Cualquier punto por el que entra GNL a una instalación:

- A una planta de GNL desde un buque (PCDB).
- A una planta satélite que alimenta una red de distribución (PSRD).

Punto de entrada a la red de distribución.

Es aquel punto del sistema gasista en el que el gas entra en la red de distribución.

Punto de entrada a la red de transporte.

Es aquel punto del sistema gasista en el que el gas entra en la red de transporte.

Puntos de entrada en el sistema gasista.

Cualquier punto de una infraestructura perteneciente al sistema gasista por el que el gas entra al mismo.

Punto de salida de la red de distribución.

Es aquel punto del sistema gasista en el que el gas sale de la red de distribución.

Punto de salida de la red de transporte.

Es aquel punto del sistema gasista en el que el gas sale de la red de transporte.

Puntos de salida en el sistema gasista.

Cualquier punto de una infraestructura perteneciente al sistema gasista por el que el gas sale del mismo.

Punto de suministro.

Cualquier punto por el que el gas sale del sistema y conecta con las instalaciones del consumidor final del gas (PS).

Clasificación de puntos de suministro:

– Según la presión de diseño del gasoducto al que están conectados utilizada para la definición de la estructura tarifaria.

– Según la periodicidad de la lectura de su consumo:

- Puntos de suministro cuya lectura se efectúa varias veces al día (telemedida).
- Puntos de suministro cuya lectura tiene lugar mensualmente.
- Puntos de suministro que pueden tener una periodicidad de lectura superior a un mes.

– Según puedan condicionar la operación normal de la red a la que están conectados:

- Todos los puntos de suministro conectados a redes de presión superior a 16 bar con caudales horarios contratados iguales o superiores a 25.000 m<sup>3</sup> (n)/h.
- Aquellos otros puntos de suministro conectados a redes de presión superior a 16 bar que, por su consumo, tipo o ubicación en la red puedan condicionar la operación normal de las redes a las que estén conectados. Estos últimos puntos de suministro serán definidos anualmente por el Gestor Técnico del Sistema con la información de transportistas

y distribuidores y comunicados a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

– Según la realización del reparto, establecido en la NGTS-06 y PD-02:

- Puntos de suministro tipo 1 con telemedida.
- Puntos de suministro tipo 1 sin telemedida.
- Puntos de suministro tipo 2.

Punto Virtual de Balance (PVB).

Punto de intercambio virtual de la red de transporte donde los usuarios pueden transferir la titularidad del gas como entrada o salida del mismo, tal y como se define en el artículo 3.1 de la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

Red lineal.

Aquel gasoducto en la que sus puntos de salida están alimentados por un único punto de entrada.

Red mallada.

Aquel gasoducto en el que sus puntos de salida están alimentados desde distintos puntos de entrada.

Servicios esenciales.

Los así definidos según el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural o la normativa que lo modifique o desarrolle.

Usuarios.

Un usuario es aquel sujeto del sistema gasista que utiliza las instalaciones pertenecientes al mismo o que realiza transacciones comerciales de cambio de titularidad de gas natural o de capacidad.

Dependiendo de los tipos de usos en el sistema gasista español, el usuario puede estar habilitado en el PVB y/o en las instalaciones del sistema gasista español.

Usuario habilitado en el PVB.

Un usuario habilitado en el PVB es un sujeto con cartera de balance habilitado por el Gestor Técnico del Sistema para el envío de notificaciones de transferencias de titularidad de gas bilaterales o de plataforma de comercio, según se define en el art. 3.20 de la Circular 2/2015, de 22 de julio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

Usuario habilitado en las instalaciones del sistema gasista español.

Aquel usuario que ha firmado el Contrato Marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista español, aprobado por la Resolución de 2 de agosto de 2016 de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista.

Cargador-Descargador.

Persona física o jurídica bajo cuya responsabilidad se realizan las operaciones de carga y descarga de la mercancía. Se entenderá por Cargador el titular de la planta de

regasificación donde tiene lugar la carga. Se entenderá por Descargador el titular de la planta de GNL donde tiene lugar la descarga.

Expedidor.

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

Transportista de cisternas.

Persona física o jurídica que asume la obligación de realizar el transporte, contando a tal fin con su propia organización empresarial.

Transporte de cisternas.

Toda operación de transporte de cisternas por carretera realizada total o parcialmente en 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.

Pedido.

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

## 1.2 Clasificaciones de los puntos de entrada y salida.

Los puntos del sistema gasista se clasifican en función de diversos criterios:

### a) Por la existencia y la periodicidad de la medición:

– Puntos con medición:

– Con medición horaria.

– Con medición diaria.

– Otros.

– Puntos sin medición:

### b) Por la existencia de telemedida de los datos:

– Con telemedida.

– Sin telemedida.

### c) Por la forma de contratar y programar:

– Punto agregado o asociación de varios puntos físicos de entrada o salida (VIP).

– Punto no agregado.

## 1.3 Definiciones relacionadas con la gestión del sistema.

Acción de balance en PVB.

Acción realizada por el Gestor Técnico del Sistema para mantener la red de transporte dentro de sus límites operativos y de existencias, excluyendo las acciones relacionadas con las mermas de gas y el gas utilizado por el Gestor Técnico del Sistema para el funcionamiento de la red de transporte. Las acciones de balance serán de dos tipos: la transferencia de título de propiedad de productos normalizados a corto plazo y el empleo de servicios de balance, tal y como se definen en el artículo 3.3 de la Circular 2/2015, de 22 de julio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

## Balance.

Proceso de evaluación de las existencias de gas, tanto físico, para cada una de las instalaciones o agrupaciones, como comercial, para cada usuario.

## Calibración.

Se entiende por calibración el conjunto de operaciones que establecen las condiciones especificadas, la relación entre los valores de una magnitud indicados por un instrumento de medida o un sistema de medida, o los valores representados por una medida materializada o por un material de referencia, y los valores correspondientes de esa magnitud realizados por patrones.

## Comprobación.

Consiste en una revisión del correcto funcionamiento de las líneas donde se contrastando únicamente las condiciones de operación de presión y temperatura, asegurando que los errores quedan dentro de los máximos permitidos.

## Confirmación.

Aceptación por parte del Gestor Técnico del Sistema de una programación, nominación o renominación realizada por un usuario una vez que ésta ha sido procesada.

## Confirmación metrológica.

Conjunto de operaciones requeridas para asegurarse de que el equipo de medición es conforme a los requisitos correspondientes a su uso previsto, según establezcan la normativa de control metrológico del Estado y, en su caso, las normas técnicas aplicables.

La confirmación metrológica generalmente incluye la calibración y verificación, cualquier ajuste o reparación necesario, y la subsiguiente recalibración, la comparación con requisitos metrológicos del uso previsto del equipo, así como cualquier sellado y etiquetado requerido.

## Contrato Marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista español.

El contrato marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista español, es el aprobado por la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 2 de agosto de 2016. Quedan excluidos del Contrato Marco la contratación de los servicios de acceso del punto de balance hacia o desde una conexión por gasoducto con Europa, que disponen de su propio contrato de acceso.

## Cuenta de Balance Operativo u Operational Balancing Account (OBA).

Balance operativo derivado del reparto de gas entre diferentes infraestructuras.

Las cantidades de gas vendrán determinadas por la diferencia entre la cantidad total medida en el punto de conexión y la suma de las nominaciones confirmadas a los usuarios en dicho punto de conexión.

## Facturación.

Cálculo y remisión de los importes a pagar por los servicios prestados en la utilización del sistema.

## Medición.

Proceso de determinación de la cantidad del gas que ha transitado por los puntos del sistema gasista definidos en el punto 1.1.

## Análisis.

Proceso de determinación de la calidad del gas que ha transitado por los puntos del sistema gasista definidos en el punto 1.1.

#### Nominación.

Información que envían en el día d-1 los usuarios de las instalaciones del sistema gasista en relación con los servicios que se prestan, y en particular con el gas que estiman introducir, extraer, suministrar o consumir en el día de gas d, siguiendo el calendario establecido en la normativa vigente.

En lo relativo al servicio de carga de cisternas con destino distribución, la nominación será realizada por el distribuidor.

#### Operación del sistema gasista.

Proceso de aplicación de las normas de gestión técnica, protocolos de detalle y demás requisitos, reglas y procedimientos de operación establecidos para permitir el correcto funcionamiento del sistema según criterios de eficacia, eficiencia, transparencia, seguridad y mejor servicio al cliente.

#### Periodo de balance.

Periodo temporal respecto al cual se calculará el balance de los usuarios del sistema gasista. Este periodo será el día de gas, tal y como se establece en el artículo 3.6 de la Circular 2/2015, de 22 de julio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

#### Plataforma de contratación de capacidad.

Plataforma telemática única de contratación de capacidad gestionada por el Gestor Técnico del Sistema según el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

Los requerimientos de dicha Plataforma se definen en la Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el contrato marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista español.

Tal y cómo se define en el artículo 5 del Real Decreto 984/2015 desde la Plataforma Telemática Única de Contratación de Capacidad, se podrá contratar capacidad en todas las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso a terceros, (transporte y distribución) exceptuado la capacidad de las interconexiones con otros países de la Unión Europea.

#### Procesamiento.

Proceso de validación de las cantidades enviadas en una programación, nominación o renominación por un usuario del sistema de acuerdo a los criterios establecidos.

#### Producto normalizado a corto plazo.

El así definido en el punto 3.4 de la Circular 2/2015, de 22 de julio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

#### Programación.

Información que deben emitir los agentes que hacen uso de las instalaciones del sistema gasista en relación con el gas que estiman introducir, extraer, almacenar, suministrar o consumir en un período determinado.

#### Renominación.

Información que envían los usuarios de las instalaciones del sistema gasista una vez cerrado el plazo de envío de nominaciones en relación con los servicios que se prestan, y

en particular con el gas que estiman introducir, extraer, suministrar o consumir en el día de gas d, siguiendo el calendario establecido.

Reparación/ajuste.

Acción tomada sobre un equipo de medida cuya verificación ha resultado no conforme, con objeto de convertirlo en aceptable para su utilización prevista. (UNE-EN ISO 10012).

Repartos.

El reparto es el proceso de asignación del gas que transita a través de las infraestructuras a los usuarios de las mismas, que es atribuido a cada usuario a la entrada o salida del área de balance, con el propósito de determinar su balance.

Servicio de balance.

La acción así definida en el punto 3.5 de la Circular 2/2015, de 22 de julio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

SL-ATR.

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

Verificación.

Se entiende por verificación el conjunto de actividades por las que se comprueba que un instrumento o sistema de medida, sometido a control metrológico legal, mantiene las características metrológicas establecidas en la reglamentación específica aplicable, antes de finalizar el período de tiempo que en ésta se encuentre establecido.

1.4 Definiciones relacionadas con la operación del sistema.

Capacidad contratada.

Es la capacidad que está contratada por los usuarios del sistema.

Capacidad disponible.

Es la diferencia entre la capacidad útil y la capacidad contratada.

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, así como el cumplimiento de los requisitos medioambientales.

Capacidad nominal.

Es la capacidad máxima de una instalación, que estará autorizada por el organismo competente correspondiente. Ésta coincidirá con la capacidad de diseño 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.

Capacidad útil de una instalación.

Es la capacidad nominal menos la capacidad mínima de operación en caso esta última de existir, excepto para el cálculo de la capacidad de regasificación. No obstante, es

posible que esta capacidad útil pueda verse reducida por otras limitaciones dependiendo de su integración en el conjunto del sistema.

Capacidades de inyección y extracción de un almacenamiento subterráneo.

La capacidad de inyección y la capacidad de extracción de un almacenamiento subterráneo son los caudales de gas natural que consigue vehicular la instalación cuando realiza las acciones de introducir gas en el almacenamiento subterráneo y de extraer gas del almacenamiento subterráneo, respectivamente.

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.

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. Este gas es propiedad del titular de la instalación.

Indisponibilidad de una instalación.

Se define como indisponibilidad cualquier situación de limitación total o parcial en el 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.

Nivel de existencias en la red de transporte o line-pack.

Es la cantidad de gas almacenado en la red de transporte. Constituye un indicador que resume el equilibrio de presiones en los puntos de la red de transporte.

Presión máxima de diseño de gasoductos.

Presión máxima de trabajo para la que ha sido diseñado un gasoducto.

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 con redes de transporte existentes y de nueva construcción.

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 en las redes de distribución del gas natural.

Protocolo de medición.

Conjunto de procedimientos y especificaciones técnicas según las cuales se realizan las medidas y análisis del gas, así como, entre otros, los controles y confirmación metrológica de las instalaciones de medición.

Nivel de llenado de gasoducto o valor de referencia de existencias en red de transporte.

Volumen de gas propiedad de los titulares de las redes de transporte definido en el protocolo de detalle PD-18 «Parámetros técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) por el Gestor Técnico del Sistema».

Nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación. Talones de planta.

Volumen de gas contenido en la capacidad mínima de operación de los tanques y que es propiedad del transportista titular de la planta.

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 estas normas y sus protocolos de detalle.

Gas de operación.

Gas natural necesario para el correcto funcionamiento de los equipos e instalaciones de transporte del sistema gasista (turbocompresores de estaciones de compresión, equipos y sistemas de Almacenamientos subterráneos, calderas, antorchas, vaporizadores de combustión sumergida). Su determinación se realiza mediante equipos de medida instalados a tal fin.

## 1.5 Unidades de medida.

En las normas de gestión técnica del sistema se consideran las siguientes unidades:

- Unidad volumétrica para GNL: m<sup>3</sup> de GNL.
- Unidad volumétrica para gas natural: m<sup>3</sup>(n), en condiciones normales de presión y temperatura.
- La unidad energética será el kWh.
- Las capacidades de entrada y salida se expresarán en kWh/h o kWh/día, en m<sup>3</sup> de GNL/h, m<sup>3</sup>(n)/h, m<sup>3</sup>(n)/día y millardos de m<sup>3</sup>(n)/año (bcm/año);
- La capacidad de almacenamiento se expresará en kWh, m<sup>3</sup>(n), y la capacidad almacenada en kWh y en m<sup>3</sup>(n);
- La unidad de presión es el bar;
- La unidad de temperatura es el °C.

Estas unidades serán de uso obligatorio para efectuar programaciones, nominaciones, renominaciones, mediciones, repartos, balances y facturación entre agentes.

- Unidad mínima en plataformas de negociación e intermediación: 1 MWh

Esta unidad será la que se use para reflejar las transacciones de compra y venta, en el caso del mercado organizado y otras plataformas de negociación, así como de transacciones bilaterales en el caso de la plataforma MS-ATR.

## 1.6 Clasificación de buques metaneros.

A efectos de estas normas se consideran buques muy pequeños (XS), aquellos cuya capacidad de transporte es inferior a 9.000 m<sup>3</sup>; pequeños (S), cuya capacidad de transporte se encuentra entre 9.000 y 40.000 m<sup>3</sup> de GNL; buques medianos (M), cuya capacidad de transporte se encuentra comprendida entre 40.000 y 75.000 m<sup>3</sup> de GNL; buques grandes (L), cuya capacidad de transporte se encuentra comprendida entre 75.000 y 150.000 m<sup>3</sup> de GNL; buques muy grandes (XL), cuya capacidad de transporte se encuentra comprendida entre 150.000 y 216.000 m<sup>3</sup> de GNL; y buques extra grandes (XXL), cuya capacidad de transporte excede de 216.000 m<sup>3</sup> de GNL.

## ANEXO II

### NGTS-02

#### *Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista*

2. Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista.

2.1 Condiciones generales de acceso a las instalaciones del sistema gasista.

Los usuarios podrán contratar capacidad útil disponible en la Plataforma Telemática Única de Contratación de Capacidad según establece el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre de 2015, con los operadores de las instalaciones de regasificación, transporte, distribución o almacenamiento sujetas al régimen de acceso a terceros.

El acceso de los usuarios a las instalaciones del sistema gasista se realizará conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, que regula el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

La contratación de capacidad se realizará mediante lo dispuesto en el Contrato Marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista español establecido por la Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, a excepción de la contratación de los servicios de acceso del punto de balance hacia o desde una conexión por gasoducto con Europa, que disponen de su propio contrato de acceso.

2.2 Condiciones generales de recepción, entrega y calidad de gas.

Las normas de gestión técnica del sistema o sus protocolos de detalle se establecerán los límites de calidad en términos de presión, temperatura, y otras características del gas entregado y del que se debe entregar.

Las reglas, procedimientos o acuerdos recogidos en los manuales para la recepción, entrega y calidad de gas en los puntos del sistema gasista, cuando proceda, en los aspectos que no sean regulados por las normas de gestión técnica del sistema y los protocolos de detalle, se regirán por las condiciones siguientes.

El gas introducido por los puntos de entrada del sistema gasista deberá cumplir con las especificaciones de calidad de gas natural que se determinen en estas normas o en sus protocolos de detalle.

El operador no tendrá la obligación de entregar al usuario en los puntos de salida exactamente las mismas características de gas natural que dicho usuario haya introducido por los puntos de entrada, siempre que el gas cumpla con la especificación de calidad de gas natural establecida en las presentes normas de gestión técnica del sistema o en sus protocolos de detalle, y se entregue la cantidad acordada en términos de energía.

El gas introducido por los usuarios en el sistema gasista se mantendrá indiferenciado con el resto de gas que, en cada momento, se encuentre en las instalaciones de regasificación, transporte o almacenamiento del sistema gasista.

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

Los puntos que se relacionan a continuación deberán contar con analizadores de composición, PCS, densidad y telemetria digital:

- Puntos de descarga de buques en las plantas de regasificación de GNL (no es necesaria telemetria).
- Puntos de carga de cisternas de GNL (no es necesaria telemetria).
- Puntos de conexión con almacenamientos subterráneos.
- Puntos de conexión con yacimiento nacional.

- Puntos de conexión de plantas de gas renovable a red de distribución y a red de transporte.
- Puntos de conexión con gasoductos internacionales.
- En todos aquellos puntos que puedan alterar la composición del gas, o que por su representatividad sean precisos para el adecuado cálculo de composición.
- Puntos de conexión con planta de regasificación de GNL.

### 2.3 Requisitos generales de los procedimientos de comunicación.

Los procedimientos de comunicación establecerán como mínimo:

- El intercambio de información relativo al flujo del gas.
- Comunicación de los planes de inspección, reparación, verificación y mantenimiento entre los sujetos que interactúen dentro del mismo punto o aquellos de distribución que afecten a los operadores a los que estén conectados aguas arriba.
- Comunicación de actuaciones de mutua colaboración que eviten posibles indisponibilidades al sistema gasista.
- Comunicación de programaciones.
- Comunicación de nominaciones y renominaciones.
- Comunicación de balances, existencias operativas y mínimas de seguridad de los sujetos involucrados.
- Comunicación del Gestor Técnico del Sistema a los operadores para asegurar la correcta explotación del sistema gasista.
- Comunicación de transacciones de gas y sujetos autorizados.
- Comunicaciones de capacidad.
- Comunicaciones de los mantenimientos de los sistemas informáticos de los agentes y el GTS que afecten a los procesos de negocio.

Siempre que sea posible, las comunicaciones entre los diferentes usuarios del sistema gasista, se gestionarán a través del SL-ATR.

### 2.4 Condiciones generales para la medición y para la telemedida.

Las reglas o protocolos de medición establecerán los requisitos mínimos de los sistemas para la medición y el análisis de la calidad del gas en cada caso.

Asimismo, establecerán los siguientes procedimientos y métodos estándares:

- Procedimiento de cálculo para medida y análisis.
- Procedimiento en caso de anomalías en los equipos de medida o análisis.
- Procedimiento de confirmación metrológica de equipos de medida y análisis.
- Procedimiento de precintado de equipos de medida y análisis.
- Procedimiento para realizar las regularizaciones.
- Procedimiento de mantenimiento de los equipos y sistemas de medición y análisis.

Para los niveles de consumo que la legislación determine, será requisito imprescindible para efectuar la puesta en servicio de las instalaciones en los nuevos puntos de suministro disponer de un sistema de telemedida y las instalaciones auxiliares necesarias. En caso de no instalación o de falta de operatividad del mismo se aplicará lo que al respecto establezca la legislación.

### 2.5 Condiciones generales para el reparto.

Las reglas o protocolos de reparto establecerán el procedimiento a seguir para determinar en cada punto del sistema gasista las cantidades de gas asignadas a cada uno de los sujetos, en particular en los puntos compartidos.

## 2.6 Requisitos generales para la integración de nuevas instalaciones en el sistema.

Las nuevas instalaciones que se integren en el sistema gasista o que se conecten al mismo:

- Deberán cumplir la normativa técnica vigente de construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento.
- Serán técnica y operativamente compatibles con las instalaciones de los operadores de otras instalaciones a las que están conectadas las suyas.
- Se mantendrán en buen estado de funcionamiento y serán operadas de manera compatible con las instalaciones de los operadores de otras instalaciones a las que están conectadas las suyas.
- Serán accesibles para el personal técnico de los operadores de otras instalaciones a las que están conectadas las suyas según los términos acordados en los contratos y manuales de operación.
- Contarán en todo momento con la capacidad necesaria para cubrir adecuadamente los compromisos de servicio adquiridos.

## 2.7 Requisitos generales para el uso de las redes de transporte.

### 2.7.1 Nivel de llenado de los gasoductos o valor de referencia de existencias en red de transporte.

Los titulares de las infraestructuras aportarán una cantidad de gas de su propiedad con el objeto de constituir el nivel de llenado de gasoducto o valor de referencia de existencias de la red de transporte.

La cantidad aportada al nivel de llenado de gasoducto o valor de referencia de existencias no podrá ser utilizada por los titulares.

### 2.7.2 Mermas.

Los titulares de los puntos de entrada al sistema global de transporte retienen gas a los usuarios sobre la cantidad de entrada que les ha sido asignada en los repartos, en concepto de mermas (pérdidas y diferencias de medición), aplicando los coeficientes en vigor en cada uno de los días del periodo de consumo.

### 2.7.3 Autoconsumos.

Los autoconsumos que se produzcan en las instalaciones serán adquiridos por el operador o por el Gestor Técnico del Sistema de acuerdo a lo establecido en la legislación vigente.

### 2.7.4 Presiones mínimas de garantía.

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

Con carácter general las presiones mínimas garantizadas en los puntos de conexión con redes de transporte existentes y de nueva construcción serán las siguientes:

- Puntos de conexión a gasoductos de transporte básico, de líneas directas y de redes de distribución que tengan por objeto llevar el gas a un solo consumidor final: el valor mínimo de la presión se establece en 16 bar;

– Puntos de conexión a gasoductos de transporte básico de otros gasoductos de transporte básico o secundario:

- Si el punto de conexión se encuentra situado dentro de una red mallada, el valor mínimo de la presión se establece en 40 bar;
- Si el punto de conexión es en una red lineal a partir de una red mallada con un único sentido de flujo, el valor mínimo de la presión se establece en 30 bar.
- Puntos de conexión a gasoductos de transporte secundario: el valor mínimo de la presión se establece en 16 bar.

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

- El transportista lo pondrá en conocimiento del Gestor Técnico del Sistema;
- El Gestor Técnico del Sistema analizará la situación y, en su caso, declarará los gasoductos afectados como saturados, proponiendo las medidas correctoras necesarias que incluirán propuestas para la planificación obligatoria;
- Se podrán aplicar medidas restrictivas a nuevas contrataciones o incrementos de las existentes;
- En función de lo anterior, quedará en suspenso la obligatoriedad de cumplir con las presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación hasta la entrada en servicio de las medidas correctoras propuestas.

## 2.8 Requisitos generales del uso de las redes de distribución.

### 2.8.1 Mermas.

Los titulares de los puntos de entrada a las redes de distribución retendrán gas a los usuarios respecto a los consumos de sus clientes conectados a cada PCTD o PCDD sobre la cantidad que les ha sido asignada en los repartos, en concepto de pérdidas y diferencias de medición, aplicando los coeficientes en vigor en cada uno de los días del periodo de consumo.

### 2.8.2 Presiones relativas mínimas de garantía.

Las presiones mínimas en los puntos de suministro en las redes de distribución del gas natural, por debajo de las cuales se considerará interrupción de suministro, son 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.

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 Gestor Técnico del Sistema de los niveles de presión que puede garantizar en las distintas zonas de red.

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

2.9 Requisitos generales para la operación y el uso de las plantas de regasificación de GNL.

2.9.1 Nivel mínimo operativo. Talones.

Volumen de gas contenido en la capacidad mínima de operación de los tanques y que es propiedad del transportista titular de la planta.

Los operadores de las plantas de regasificación aportarán una cantidad de GNL de su propiedad con el objeto de constituir el nivel mínimo operativo (talones) de los tanques de GNL de la planta de regasificación. La cantidad aportada al nivel mínimo de llenado permanecerá inmovilizada en el seno de plantas, sin que los operadores puedan hacer uso de ella, salvo en el caso de que la planta se vea obligada a quemar, ventear o inyectar ese gas por razones operativas, al encontrarse con un nivel de GNL en sus tanques igual al valor de sus talones.

2.9.2 Mermas

Los titulares de las plantas aplicarán los siguientes criterios:

– Entradas: en las plantas donde se produzcan las descargas físicas, el titular de la planta de regasificación contabilizará como merma retenida al usuario la cantidad de gas derivada de la aplicación de los coeficientes en vigor en cada uno de los días del periodo de consumo.

– Salidas (carga de buques, puesta en gas o «gassing up» y enfriamiento o «cool down»): en las plantas donde se produzcan estas operaciones físicas, el titular de la planta de regasificación contabilizará como mermas retenidas al usuario las mermas reales registradas durante la operación.

2.9.3 Autoconsumos.

Los autoconsumos que se produzcan en las instalaciones serán adquiridos de acuerdo a lo establecido en la legislación vigente.

2.9.4 Requisitos de la carga y descarga de buques.

2.9.4.1 Información requerida para la contratación del servicio de carga o descarga de buques.

Los operadores de plantas de regasificación de GNL proporcionarán la siguiente información al usuario que lo solicite con anterioridad a la realización del contrato correspondiente:

- Características específicas de puertos, atraques y brazos de descarga;
- Otras informaciones que el usuario deba conocer.

Las capacidades disponibles de los servicios disponibles asociados a las Plantas de Regasificación (carga, descarga, almacenamiento, regasificación, y cualquier otro que esté definida en la normativa), podrán ser consultadas y deberán ser contratadas en la Plataforma Telemática Única de Solicitud y Contratación de Capacidad.

2.9.4.2 Requisitos de carga o descarga de buques metaneros.

La comprobación de compatibilidades entre barcos y puertos, brazos y amarres para cada planta de regasificación de GNL, teniendo en cuenta sus características respectivas, conducirá a un acuerdo contractual que otorgue el derecho de acceso del buque a la descarga de GNL en la planta considerada.

Aun así, la primera vez que un buque vaya a realizar cualquier servicio que se preste en una terminal de una planta de regasificación de GNL, deberá ser cualificado para este

propósito por el titular de la planta mediante un procedimiento de compatibilidad, de acuerdo con el correspondiente protocolo de detalle.

El titular de la instalación será responsable de la emisión de un certificado de compatibilidad para cada nuevo barco que vaya a realizar cualquier servicio que se preste por primera vez en una terminal e informará al Gestor Técnico del Sistema, al menos, 48 horas antes de que se empiece a efectuar la primera operación. El Gestor Técnico del Sistema publicará un listado de los buques compatibles en la Web a disposición de todas las plantas de regasificación de GNL y comercializadores. Asimismo, deberán realizarse inspecciones periódicas o ante modificaciones declaradas en buque o terminal para comprobar que se mantiene la compatibilidad de descarga.

Se seguirá el Procedimiento de Descarga Segura de Buques («Ship-Shore Safety Procedure») establecido por la «International Maritime Organization», o una norma equivalente de reconocido prestigio internacional.

La contratación del servicio de carga de GNL en buque, «gassing up» o «bunkering» sólo será posible siempre y cuando esas actividades no interfieran con las operaciones relacionadas con el suministro de gas en el sistema.

Todos los aspectos recogidos en este apartado, se desarrollarán en el correspondiente protocolo de detalle.

#### 2.9.5 Requisitos de carga de cisternas de Gas Natural Licuado (GNL).

El transporte y manipulación del GNL en cisternas, así como las relaciones entre los sujetos intervinientes, deberán cumplir la legislación vigente.

El cargador denegará la carga en caso de no disponer el transportista de cisternas del pedido declarado viable por el cargador y debidamente autorizado por el expedidor, así como en el caso de no acreditarse debida y fehacientemente que, tanto conductor como vehículo, disponen de los permisos y autorizaciones necesarios para poder efectuar el transporte previsto, conforme a la normativa aplicable para el transporte de mercancías peligrosas por carretera.

Antes de la primera entrega de GNL a una nueva planta satélite, el titular de la misma deberá entregar, en forma y plazo, toda la documentación establecida en el apartado 4 del protocolo de detalle PD-12 «Logística de cisternas de GNL».

Cuando una cisterna retorna a realizar una nueva carga, el Cargador requerirá al transportista de cisternas la documentación establecida en la reglamentación vigente y no vencida en plazo, con el albarán de retorno debidamente firmado y sellado, identificando que transporta GNL y especificando si la cisterna está o no inertizada. Asimismo, solicitará al transportista de cisternas, antes del inicio de cada carga, mediante el pedido, el/los destino/s de la carga (identificación y ubicación de la planta satélite). Sin dicha documentación no se podrá realizar la operación.

El cargador entregará al transportista de cisternas, para cada carga:

- Albarán de entrega de GNL, donde se especifica el peso y calidad de gas entregado, cargador, destinatario, datos del transportista y hora de salida de la planta.
- Carta de Porte, firmada entre el transportista de cisternas y el expedidor.
- Lista de comprobación, firmada entre el transportista de cisternas y el cargador.

#### 2.10 Requisitos generales de uso de los almacenamientos subterráneos.

Los usuarios tendrán el derecho de acceso a la capacidad de almacenamiento, de inyección y extracción de estas instalaciones de acuerdo a la normativa vigente.

##### 2.10.1 Nivel mínimo operativo. Gas colchón.

Los titulares de las infraestructuras aportarán una cantidad de gas de su propiedad con el objeto de constituir el nivel mínimo operativo de los almacenamientos.

La cantidad aportada al nivel operativo de llenado, permanecerá inmovilizada en el seno del almacenamiento, sin que los titulares puedan hacer uso de ella.

## 2.11 Principios para el cálculo de la capacidad de las instalaciones.

Las capacidades de las instalaciones se calcularán de acuerdo con lo recogido en el protocolo de detalle PD-10 «Cálculo de la Capacidad de las Instalaciones del Sistema Gasista».

Asimismo, dado su carácter fundamental, los titulares de las instalaciones deberán publicar las capacidades nominales de sus instalaciones con el detalle y alcance recogido en el citado protocolo, para que de esta forma se garantice que todos los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones gasistas disponen de una misma información, uniforme y suficiente, que posibilite una eficaz toma de decisiones en el ejercicio de su derecho acceso de terceros.

La capacidad disponible para ser contratada se calculará y publicará automáticamente en la Plataforma Telemática Única de Solicitud y Contratación de Capacidad gestionada por el Gestor Técnico del Sistema, y cubrirá todos los horizontes temporales, facilitando de esta forma la toma de decisiones de contratación de los usuarios en tiempo real.

## 2.12 Indisponibilidades en instalaciones de transporte.

En caso de indisponibilidad de una instalación de transporte, el operador de dicha instalación deberá comunicar a los usuarios con capacidades contratadas en la misma, al Gestor Técnico del Sistema y a los titulares de instalaciones conectadas a la suya cuál es su capacidad disponible mientras dure dicha situación. Al objeto de minimizar su repercusión, las indisponibilidades se comunicarán con la máxima antelación posible. En todos los casos el titular de la instalación indisponible realizará todos los esfuerzos a su alcance para reducir al mínimo la duración de la misma y sus efectos sobre la normal prestación del servicio.

En caso de que, como consecuencia de la indisponibilidad planteada, se redujese la capacidad de suministro a los usuarios finales, la capacidad remanente se repartirá, en coordinación y supervisión del Gestor Técnico del Sistema, entre los usuarios afectados conforme a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

## 2.13 Indisponibilidades en instalaciones de distribución.

En caso de indisponibilidad de una instalación de distribución, el operador de dicha instalación comunicará a los usuarios con capacidades contratadas con él, al Gestor Técnico del Sistema y a los titulares de instalaciones conectadas a la suya cuál es su capacidad disponible mientras dure dicha situación. Al objeto de minimizar su repercusión, las indisponibilidades se comunicarán con la máxima antelación posible. En todos los casos el titular de la instalación indisponible realizará todos los esfuerzos a su alcance para reducir al máximo la duración de la misma y sus efectos sobre la normal prestación del servicio.

En caso de que, como consecuencia de la indisponibilidad planteada, se redujese la capacidad de suministro a los usuarios finales, la capacidad remanente se repartirá, si procede, entre los usuarios afectados conforme a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

## 2.14 Indisponibilidades en plantas de regasificación de GNL.

Los operadores de las plantas de regasificación informarán al Gestor Técnico del Sistema 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 estas plantas.

## 2.15 Indisponibilidades en almacenamientos subterráneos.

Los operadores de los almacenamientos subterráneos informarán al Gestor Técnico del Sistema 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 estas infraestructuras.

#### 2.16 Transparencia de las condiciones de acceso a la red de transporte.

El Gestor Técnico del Sistema y los operadores de las instalaciones deberán publicar en sus páginas web, la parte que afecte a los usuarios de todos aquellos acuerdos, manuales, modelos de contrato o procedimientos que complementen lo regulado en estas normas de gestión técnica del sistema o en sus protocolos de detalle, así como cualquier información necesaria para garantizar la transparencia en la gestión técnica del sistema.

Ninguno de los contenidos de los acuerdos suscritos entre los sujetos del sistema podrá ir en contra de lo establecido en la legislación vigente.

El Gestor Técnico del Sistema y los titulares de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte publicarán diariamente la capacidad contratada, reservada y disponible en cada una de estas instalaciones.

### ANEXO III

#### Protocolo de detalle

##### PD-02

Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y puntos de conexión distribución-distribución (PCDD)

[...]

#### 1.5 Envío de la información del reparto diario provisional.

El reparto diario se enviará por el distribuidor al SL-ATR con el detalle que se indica a continuación, por PCTD/PCDD, comercializador y cliente directo a mercado, y día:

- Código distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Fecha de gas.
- Código PCTD/PCDD: según codificación SL-ATR.
- Revisado: S/N.
- Emisión global a repartir por PCTD/PCDD.
- Saldo de Mermas por PCTD/PCDD (total y asignado al usuario correspondiente) y su porcentaje sobre el total de emisión.
  - Valor agregado de consumos con teled medida disponible (total y asignado al usuario correspondiente).
  - Valor agregado de consumos teled medidos no disponibles y por tanto estimados (total y asignado al usuario correspondiente).
  - Valor agregado de consumos no teled medidos estimados Tipo 1 (total y asignado al usuario correspondiente), distinguiendo entre consumos con peaje 3.4 y consumos con peaje distinto al peaje 3.4.
  - Valor agregado de consumos no teled medidos estimados Tipo 2 (total y asignado al usuario correspondiente).
  - Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos asignados.
  - Valor agregado de Revisión GTS (total y asignado al usuario correspondiente).
  - Valor agregado del Reparto diario provisional incluyendo saldo de mermas y revisión GTS (total y asignado al usuario correspondiente).

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

El distribuidor mantendrá disponible en el SCTD para cada comercializador un inventario del número de clientes desglosado por punto de conexión (PCTD/PCDD), peaje y zona climática. Concretamente, cada día pondrá a disposición de los usuarios:

Para los clientes Tipo 1:

- Código Distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código Comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Código PCTD: según codificación SL-ATR.
- Fecha de Reparto.
- CUPS.
- Consumo diario en kWh.
- Tipo de Consumo: Real, Estimado, Estimado Comercializador; No Telemido.
- Fecha y hora de publicación.

Para los clientes Tipo 2:

- Código Distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código Comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Fecha de Reparto.
- Código PCTD: según codificación SL-ATR.
- Grupo de Peaje: 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 de cada una de las tipologías. Además del dato asociado a cada usuario se aportará a éstos el número total de clientes por peaje correspondiente a cada punto de conexión.

En caso de disconformidad por parte de un usuario respecto al reparto agrupado de sus clientes de Tipo 2, el distribuidor estará obligado a remitir la información utilizada para realizar el cálculo.

[...]

## ANEXO IV

### Protocolo de detalle

#### PD-17

Provisión de información sobre el balance de gas en las redes de transporte

#### 1. Objeto.

El presente protocolo de detalle establece los flujos de información entre los diferentes sujetos del sistema gasista con el fin de dar cumplimiento al apartado decimosexto, «Información a facilitar a los usuarios» de la Circular 2/2015 de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

#### 2. Entidad encargada de las previsiones.

El Gestor Técnico del Sistema será el encargado de proporcionar a los usuarios la mejor información disponible que exista en relación con su balance, antes del día de gas, durante el día de gas y después del día de gas. Toda la información respecto al balance de los usuarios se proporcionará a través del Sistema Logístico de Acceso a Terceros a la Red (SL-ATR) del Gestor Técnico del Sistema. Los distribuidores y transportistas serán los

responsables de realizar la previsión diaria e intradiaria de las salidas del sistema gasista de transporte y distribución telemidas y no telemidas por comercializador y punto de conexión.

### 3. Ámbito de aplicación.

Este protocolo es de aplicación para todos aquellos sujetos que intervienen en el sistema gasista y que están obligados, según establece la citada circular, bien a facilitar información a otros sujetos, o bien a ser receptores de dicha información. Por tanto, este protocolo es de aplicación a:

- Usuarios (comercializadores y consumidores directos en mercado).
- Distribuidores.
- Transportistas.
- GTS.

### 4. Flujos de comunicación en el día «d» para el día de gas «d+1».

Se definen los siguientes flujos de comunicación en el día «d» de información del día de gas «d+1»:

- Antes de las 10:00h, 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+1», según el algoritmo de cálculo establecido en el protocolo de detalle PD-02, con la mejor previsión de temperaturas enviadas por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).

- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión de demanda global del Sistema para el día de gas «d+1».

- Antes de las 12:00h, los distribuidores enviarán, al SL-ATR, la previsión de demanda, en kWh/día, para el día de gas «d+1», con desglose de consumo telemido y no telemido, de los consumidores suministrados en sus redes, por usuario y punto de conexión transporte-distribución (PCTD) o punto de conexión distribución-distribución (PCDD). El algoritmo de cálculo de esta previsión será el definido en el protocolo de detalle PD-02. Igualmente, antes de las 12h, los transportistas enviarán al SL-ATR, la previsión de demanda de sus salidas por punto de conexión por línea directa (PCLD) para el día «d+1» por usuario.

- Antes de las 13:00h, el GTS pondrá a disposición del sector una actualización de la previsión de demanda global del sistema para el día de gas «d+1».

- Antes de las 13:00h, 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+1» con desglose de consumo telemido y no telemido, para cada usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD).

El modelo de red de los puntos de conexión PCTD/PCDD y PCLD empleado para la provisión de información detallada en el presente protocolo, será el modelo de red utilizado para la elaboración de los repartos diarios provisionales definidos en el protocolo de detalle PD-02.

### 5. Flujos de comunicación en el día «d» para el día de gas «d» (intradarios).

Se definen los siguientes flujos de comunicación en el día «d» para el propio día de gas «d»:

- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición de los distribuidores, a través del SL-ATR, los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas, definidas en el PD-02, correspondientes al día de gas «d», según el algoritmo de cálculo establecido en el mencionado protocolo.

- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión de demanda global del Sistema para el propio día de gas «d».

– Antes de las 13:30h, los distribuidores y transportistas enviarán al SL-ATR la siguiente información:

a) La estimación actualizada de la demanda no teled medida 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 vigente según lo definido en el protocolo de detalle PD-02. La información de estimación de los consumos no teled medidos será facilitada con el mismo nivel de desagregación (no teled medido Tipo 1 con peaje 3.4, no teled medido Tipo 1 con peaje distinto al peaje 3.4 y Tipo 2) que el reparto diario provisional.

b) El consumo teled medido de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulado 5 horas), de aquellas salidas con teled medida desglosadas por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD). Adicionalmente, se facilitará un desglose de esta información por código universal de punto de suministro (CUPS). En el caso de no disponer de la teled medida, el distribuidor o transportista enviarán un valor de sustitución, empleando el algoritmo de cálculo vigente según lo definido en el PD-02 indicando, en cada caso, que dicho valor es estimado. Dado que el citado protocolo PD-02 define la metodología para el cálculo de las estimaciones con carácter diario, el valor de sustitución se calculará mediante prorrateo lineal de las horas acumuladas.

c) La emisión acumulada desde el inicio del día de gas «d», en kWh, hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulada 5 horas) en los puntos de conexión PCTD, PCDD y PPBD.

– Antes de las 14:00h, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la siguiente información previamente enviada por distribuidores y transportistas al SL-ATR:

a) La estimación actualizada de la demanda no teled medida 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). La información de estimación de los consumos no teled medidos será facilitada con el mismo nivel de desagregación (no teled medido Tipo 1 con peaje 3.4, no teled medido Tipo 1 con peaje distinto al peaje 3.4 y Tipo 2) que el reparto diario provisional.

b) El consumo teled medido de los consumidores suministrados por el usuario, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulado 5 horas) de las salidas con teled medida por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado. Esta información se facilitará por CUPS, indicando en cada caso si el consumo es real o estimado.

c) El consumo total teled medido, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulado 5 horas) de las salidas con teled medida por punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado.

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

– Antes de las 14:00h, adicionalmente, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, el gas introducido hasta el momento en cada punto de entrada al conjunto de la red de transporte y distribución que corresponde a cada usuario, en kWh.

– Antes de las 17:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión actualizada de demanda global del Sistema para el propio día de gas «d».

– Antes de las 17:00h, el GTS pondrá a disposición del sector, a través del SL-ATR, una actualización de los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas, definidas en el PD-02, correspondientes al día de gas «d», según el algoritmo de cálculo establecido en el mencionado protocolo de detalle.

– Antes de las 20:30h, los distribuidores y transportistas enviarán al SL-ATR la siguiente información:

a) La estimación actualizada de la demanda no teled medida 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 vigente según lo definido en el protocolo de detalle PD-02. La información de estimación de los consumos no teled medidos será facilitada con el mismo nivel de desagregación (no teled medido Tipo 1 con peaje 3.4, no teled medido Tipo 1 con peaje distinto al peaje 3.4 y Tipo 2) que el reparto diario provisional.

b) El consumo teled medido de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulado 12 horas) de aquellas salidas con teled medida desglosada por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD). Adicionalmente, se facilitará un desglose de esta información por código universal de punto de suministro (CUPS). En el caso de no disponer de la teled medida, el distribuidor o transportista enviarán un valor de sustitución empleando el algoritmo de cálculo vigente según lo definido en el PD-02 e indicando, en cada caso, que dicho valor es estimado. Dado que el citado protocolo PD-02 define la metodología para el cálculo de las estimaciones con carácter diario, el valor de sustitución se calculará mediante prorrateo lineal de las horas acumuladas.

c) La emisión acumulada desde el inicio del día de gas «d», en kWh, hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulada 12 horas) en los puntos de conexión PCTD, PCDD y PPBD.

– Antes de las 21:00h el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la siguiente información previamente enviada por los distribuidores y transportistas al SL-ATR:

a) La estimación actualizada de la demanda no teled medida 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). La información de estimación de los consumos no teled medidos será facilitada con el mismo nivel de desagregación (no teled medido Tipo 1 con peaje 3.4, no teled medido Tipo 1 con peaje distinto al peaje 3.4 y Tipo 2) que el reparto diario provisional.

b) El consumo teled medido de los consumidores suministrados por el usuario, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulado 12 horas) de las salidas con teled medida por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado. Esta información se facilitará por CUPS así desglosada, indicando en cada caso si el consumo es real o estimado.

c) El consumo total teled medido, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 18:00h del propio día de gas (acumulado 12 horas) de las salidas con teled medida por punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado.

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

– Antes de las 21:00h, adicionalmente, el GTS pondrá a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, el gas introducido hasta el momento en cada punto de entrada al conjunto de la red de transporte y distribución correspondiente a cada usuario, en kWh.

El modelo de red de los puntos de conexión PCTD/PCDD y PCLD empleado para la provisión de información detallada en el presente protocolo, será el modelo de red utilizado para la elaboración de los repartos diarios provisionales definidos en el protocolo de detalle PD-02.

## 6. Indicadores.

Los indicadores de calidad que permiten verificar la correcta aplicación de los algoritmos de cálculo requeridos en este Protocolo, así como el cumplimiento de los tiempos de envío de la información por parte de distribuidores, transportistas y GTS, se encuentran definidos en el Anexo.

### ANEXO V

#### **Anexo «Indicadores de calidad y de cumplimiento de los tiempos de comunicación de la información» al protocolo de detalle PD-17**

En lo que sigue, se denominará «d» al día de gas, «d-1» al día anterior al día de gas y «d+1» al día posterior al día de gas.

##### 1. Indicadores relativos al cumplimiento del plazo de la provisión de información.

Se definen los siguientes indicadores relativos al cumplimiento de los plazos en la provisión de información, medidos en porcentaje y calculados como número de provisiones de información respecto al número que debe realizar en el año natural cada agente:

- PG: porcentaje de ocasiones durante el año en las que el Gestor Técnico del Sistema no ha puesto a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la previsión de demanda global del sistema, la publicación de la información previamente enviada por transportistas, gestores de red y distribuidores, junto con la información relativa a los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas, tanto en el día de gas «d-1» como para el propio día de gas «d».

- PD: porcentaje de ocasiones durante el año natural en las que cada distribuidor no ha puesto a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la información establecida en este protocolo de detalle, tanto en el día de gas «d-1» como para el propio día de gas «d».

- PT: porcentaje de ocasiones durante el año natural en las que cada transportista o gestor de red no ha puesto a disposición de los usuarios, a través del SL-ATR, la información establecida en este protocolo de detalle, tanto en el día de gas «d-1» como para el propio día de gas «d».

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

##### 2. Indicadores relativos a la calidad de la información enviada.

Los indicadores que comparan la información diaria e intradiaria facilitada al usuario con el reparto provisional «d+1» se calcularán diariamente.

Los indicadores que comparan la información diaria e intradiaria facilitada al usuario con el reparto final provisional «m+3» se calcularán mensualmente para cada día del mes «m».

Se definen a continuación los siguientes indicadores para el control de la calidad de la información diaria e intradiaria aportada.

###### 2.1 Indicadores de emisión.

Se define el indicador AHTD1 como el porcentaje de días del año en los que la emisión en cada PCTD o PCDD enviada al SL-ATR en el día de gas «d» por el transportista, gestor de red o distribuidor responsable de la misma es incoherente, es decir:

- La emisión informada en el envío de las 13:30 h es superior a la emisión informada en el envío de las 20:30 h o,

- La emisión 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».

Adicionalmente, los transportistas, gestores de red y distribuidores informarán a través del SL-ATR de aquellos casos en los que el valor de la emisión 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 de la medida 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.

## 2.2 Indicadores de consumos.

### 2.2.1 Consumos no teledidos.

Para cada usuario y cada distribuidor se calcularán los siguientes indicadores:

- AH0a: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledida del usuario para el día «d» informada por el distribuidor a través del SL-ATR en el día «d-1» para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la demanda no teledida del usuario informada por el distribuidor en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

- AH0b: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledida del usuario para el día «d» informada por el distribuidor 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 teledida del usuario informada por el distribuidor en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

- AH0c: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledida del usuario para el día «d» informada por el distribuidor 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 teledida del usuario informada por el distribuidor en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

- AH1a: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledida del usuario para el día «d» informada por el distribuidor a través del SL-ATR en el día «d-1» para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la demanda no teledida del usuario informada por el distribuidor en el proceso de repartos finales provisionales «m+3» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

- AH1b: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledida del usuario para el día «d» informada por el distribuidor 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 teledida del usuario informada por el distribuidor en el proceso de repartos finales provisionales «m+3» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

- AH1c: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledida del usuario para el día «d» informada por el distribuidor a través del SL-ATR antes de las 20:30 h del día «d» para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la demanda no teledida del usuario informada por el distribuidor en el proceso de repartos diarios finales provisionales definitivos «m+3» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

### 2.2.2 Consumos teledidos.

Para cada usuario y cada distribuidor se calculará el siguiente indicador:

- AHD: desviación diaria existente entre la demanda de consumo teledido estimada del usuario para el día «d» informada por el distribuidor 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 distribuidor en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

Para cada usuario y cada transportista se calculará el siguiente indicador:

- AHT: desviación diaria existente entre la demanda de consumo teledido estimada del usuario para el día «d» informada por el transportista a través del SL-ATR en el día

«d-1» para el conjunto de sus PCLDs y la demanda teledemanda del usuario informada por el transportista en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de sus PCLDs.

Asimismo, los transportistas y gestores de red informarán a los usuarios afectados y al GTS de aquellos casos en los que el valor del consumo teledemanda 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.

### 2.2.3 Consumo total.

Para cada usuario se calcularán los siguientes indicadores:

- AT0a: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día «d» informada por los distribuidores y transportistas a través del SL-ATR en el día «d-1» para el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs, y la demanda total del usuario informada por los distribuidores y transportistas en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.

- AT0b: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día «d» informada por los distribuidores y transportistas a través del SL-ATR antes de las 13:30 h en el día «d» para el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs, y la demanda total del usuario informada por los distribuidores y transportistas en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.

- AT0c: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día «d» informada por los distribuidores y transportistas a través del SL-ATR antes de las 20:30 h en el día «d» para el conjunto de PCTDs y PCDDs, y PCLDs y la demanda total del usuario informada por los distribuidores y transportistas en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.

- AT1a: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día «d» informada por los distribuidores y transportistas a través del SL-ATR en el día «d-1» para el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs, y la demanda total del usuario informada por los distribuidores y transportistas en el proceso de repartos finales provisionales «m+3» en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.

- AT1b: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día «d» informada por los distribuidores y transportistas a través del SL-ATR antes de las 13.30 h en el día «d» para el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs, y la demanda total del usuario informada por los distribuidores y transportistas en el proceso de repartos finales provisionales «m+3» en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.

- AT1c: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día «d» informada por los distribuidores y transportistas a través del SL-ATR antes de las 20:30 h en el día «d» para el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs, y la demanda total del usuario informada por los distribuidores y transportistas en el proceso de repartos finales provisionales «m+3» en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.

### 3. Cálculo y publicación de los indicadores e informes asociados.

El Gestor Técnico del Sistema, 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 transportistas, gestores de red y distribuidores, y facilitará a cada operador y cada usuario el detalle de su información individualizada.

Durante el mes de mayo de cada año y a partir de la información anterior, el Gestor Técnico del Sistema elaborará un informe anual sobre los valores de los indicadores calculados para el año natural anterior. Los transportistas, gestores de red y distribuidores recibirán exclusivamente la sección del informe que les concierna, mientras que la totalidad del informe será enviada a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. 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.

Anualmente, el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista, podrá proponer modificaciones en los indicadores relativos a la provisión de información.