

objeto de la subvención regulada en este real decreto, en la que se detallan los gastos efectuados con cargo a la subvención recibida conforme a los propios términos de los convenios que se suscriban.

La justificación por parte de las ciudades beneficiarias del cumplimiento de la finalidad de la subvención y de la aplicación material de los fondos percibidos se ajustará, en todo caso, a lo señalado en el artículo 30 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, y se realizará dentro de los tres meses siguientes a la realización de la actividad, sin perjuicio del sometimiento a la verificación contable que fuera pertinente.

#### Artículo 7. *Incumplimiento.*

Se exigirá el reintegro de la subvención con el interés de demora correspondiente desde el momento del pago de la subvención, en los casos y en los términos previstos en los artículos 36 a 43 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, sin perjuicio de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 35 de la misma ley.

#### Artículo 8. *Régimen jurídico aplicable.*

Esta subvención se regirá, además de por lo dispuesto en este real decreto, por lo previsto en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, salvo en lo que afecte a los principios de publicidad y concurrencia, así como por lo establecido en las demás normas de derecho administrativo que resulten de aplicación.

#### Disposición adicional primera. *Modificaciones presupuestarias.*

Por el Ministerio de Economía y Hacienda se realizarán las modificaciones presupuestarias precisas para el cumplimiento de lo previsto en este real decreto.

#### Disposición adicional segunda. *Normas de desarrollo.*

Se faculta al Ministro de Trabajo y Asuntos Sociales para dictar, en el ámbito de sus competencias, cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución de este real decreto.

#### Disposición final única. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el mismo día de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, el 10 de octubre de 2005.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Trabajo y Asuntos Sociales,  
JESÚS CALDERA SÁNCHEZ-CAPITÁN

## MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

**16830** ORDEN ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista.

El artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, conforme a la redacción dada

por el artículo 7 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, dispone que «El Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará la normativa de gestión técnica del sistema, que tendrá por objeto propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los transportistas».

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, y en su artículo 13.1 establece 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 de Economía para su aprobación o modificación».

De acuerdo con la distribución de competencias establecida en los Reales Decretos 1552/2004 y 1554/2004, ambos de 25 de junio, las referencias que el artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre y el artículo 13 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, hicieron al suprimido Ministerio de Economía deben entenderse realizadas al actual Ministerio de Industria, Turismo y Energía.

El Gestor Técnico del Sistema Gasista, Enagás, S. A., en colaboración con los sujetos implicados, ha elaborado y presentado al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista.

La indicada propuesta de aprobación de dichas normas, con las modificaciones pertinentes, ha sido hecha suya por la Dirección General de Política Energética y Minas.

De acuerdo con la disposición adicional undécima, apartado tercero.1. Segunda, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la presente Orden ministerial, incluidas las normas que aprueba, ha sido sometida al preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Constituye el objeto de esta Orden la aprobación de dichas Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista.

En su virtud, dispongo:

#### Artículo 1. *Aprobación de las Normas.*

Se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista, que se insertan a continuación.

#### Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista serán de aplicación al propio Gestor Técnico del Sistema, a todos los sujetos que accedan al mismo, a los titulares de las instalaciones gasistas y a los consumidores.

Las Normas se aplicarán en todas las instalaciones del sistema gasista español, según se determinan por el artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

#### Disposición transitoria única. *Transparencia de los procedimientos de gestión y suministro de información.*

1. En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la presente Orden, los contratos actualmente en vigor deberán adaptarse a lo dispuesto en la presente Orden, siendo de aplicación lo dispuesto en ella desde su entrada en vigor con independencia de la adaptación o no del contrato.

2. En el mismo plazo de tres meses establecido en el apartado anterior, los titulares de las instalaciones remitirán en el mismo plazo a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio todos los acuerdos, manuales, modelos de contrato, protocolos, documentos-tipo o procedimientos que se están utilizando en la actualidad.

3. Asimismo, en idéntico plazo de tres meses, las empresas distribuidoras y transportistas implantarán un procedimiento informático para proporcionar a los comercializadores y a los responsables del suministro a tarifa, acceso de forma telemática a los datos de telemática de sus respectivos clientes.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en esta Orden.

Disposición final primera. *Aplicación y ejecución de lo dispuesto en la Orden y en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.*

1. La Dirección General de Política Energética y Minas adoptará las medidas necesarias para la aplicación y ejecución de lo dispuesto en la presente Orden.

2. En particular, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará y modificará, cuando legalmente proceda, los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema y demás requisitos, reglas, documentos y procedimientos de operación establecidos para permitir el correcto funcionamiento del sistema.

En todo caso, la aprobación o modificación de los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema deberá efectuarse de acuerdo con lo previsto en el párrafo tercero del artículo 13.1 del 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.

Disposición final segunda. *Autorización para la modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.*

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas para modificar las Normas de Gestión Técnica del Sistema de gas natural que se aprueban por esta Orden, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía, a fin de mantener su estructura y contenido permanentemente actualizados, conforme a los cambios en el estado de la técnica y la normativa internacional. Toda resolución por la que se modifiquen esas normas deberá ser publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

Esta Orden entrará en vigor el primer día del mes siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 5 de octubre de 2005.

MONTILLA AGUILERA

## NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

### NGTS-01. «Conceptos generales»

La normativa de gestión técnica del sistema gasista tiene por objeto el fijar los procedimientos y mecanismos para la gestión técnica del sistema, coordinando la activi-

dad 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. 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:

1.1 Puntos de entrada y salida en el sistema gasista o alguna de sus partes.—Cualesquiera lugares físicos pertenecientes al sistema gasista por los que el gas entra al mismo o a una de sus partes (punto de entrada) o sale del mismo o de una de sus partes (punto de salida).

Cuando un punto conecta dos partes del sistema gasista o el sistema gasista o alguna de sus partes con otros sistemas gasistas se denomina punto de conexión.

Cuando el punto por el que el gas sale del sistema conecta con las instalaciones del consumidor final del gas se denomina punto de suministro.

1.1.1 Punto de entrada al sistema gasista.—Es aquel punto por el que el gas entra en el sistema.

Son puntos de entrada al sistema gasista:

Los puntos de conexión con gasoductos internacionales.

Los puntos de descarga de buques en las plantas de regasificación de GNL.

Los puntos de descarga de GNL en las plantas satélites de GNL conectadas a redes de distribución.

Los puntos de conexión con yacimientos nacionales.

Los puntos de conexión con almacenamientos que no formen parte del sistema.

1.1.2 Punto de salida del sistema gasista.—Es aquel punto por el que el gas sale del sistema.

Son puntos de salida del sistema gasista:

Los puntos de conexión con gasoductos internacionales.

Los puntos de carga de buques en las plantas de regasificación de GNL.

Los puntos de carga de cisternas de GNL en las plantas de regasificación.

Los puntos de suministro del sistema gasista.

Los puntos de conexión con almacenamientos que no formen parte del sistema.

1.1.3 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 de un transportista.

Se consideran como puntos de entrada a la red de transporte:

Los puntos de conexión con gasoductos internacionales.

Las plantas de regasificación.

Los puntos de conexión entre gasoductos de Transporte.

Los puntos de conexión con almacenamientos.

Los puntos de conexión con yacimientos nacionales.

Los puntos de conexión con plantas de regasificación de GNL.

1.1.4 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.

Se consideran como puntos de salida de la red de transporte:

Los puntos de conexión con gasoductos internacionales.

Los puntos de conexión entre gasoductos de Transporte.

Los puntos de conexión con almacenamientos.

Los puntos de conexión entre redes de transporte y redes de distribución.

Los puntos de carga de cisternas de las plantas de regasificación.

Los puntos de conexión con una línea directa de un consumidor.

1.1.5 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.

Se consideran como puntos de entrada a la red de distribución:

Los puntos de conexión entre redes de transporte y redes de distribución.

El punto de conexión con la planta satélite de GNL para la descarga de cisternas.

El punto de conexión entre dos redes de distribución.

1.1.6 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.

Se consideran como puntos de salida de la red de distribución:

Los puntos de la red de distribución en los que el gas se entrega al cliente final para su consumo.

El punto de conexión entre dos redes de distribución.

1.1.7 Otras clasificaciones de los puntos de entrada y salida.—Los puntos del sistema gasista se clasifican también:

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 el número de usuarios:

Punto compartido, si el punto lo utilizan varios sujetos simultáneamente.

Punto no compartido, si el punto lo utiliza un solo sujeto.

c) Por la existencia de telemedición de los datos:

Con telemedición.

Sin telemedición.

1.2 Sujetos en el sistema gasista.—Son sujetos del sistema gasista el Gestor Técnico del Sistema gasista, los transportistas, los distribuidores, los comercializadores, todos ellos tal y como se definen en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, así como los consumidores.

1.2.1 Usuarios.—Los usuarios son aquellos sujetos del sistema gasista que utilizan las instalaciones pertenecientes al mismo.

1.2.2 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.

1.2.3 Consumidores.—Los consumidores son aquellos sujetos del sistema gasista que compran gas natural exclusivamente para su consumo propio. A los efectos de estas normas se incluyen también aquellos que compran gas manufacturado por canalización para su propio consumo.

Se distinguirá entre los consumidores en función de que ejerzan o no su derecho a autoabastecerse y a acceder al sistema para llevar el gas hasta su punto o puntos de consumo.

A efectos de estas normas, además de la clasificación por la presión de diseño del gasoducto al que están conectados, utilizada para la definición de la estructura tarifaria y para las nominaciones, repartos y balances, los consumidores se clasifican en función de la periodicidad de la lectura de su consumo:

Consumidores cuya lectura se efectúa diariamente (telemedida).

Consumidores cuya lectura tiene lugar mensualmente.

Consumidores que pueden tener una periodicidad de lectura superior a un mes.

A efectos de las nominaciones, repartos y balances, se distinguirá también entre los consumidores en función de que puedan condicionar o no la operación normal de la red a la que estén conectados.

Se consideran consumidores que pueden condicionar con su comportamiento la operación normal de la red a la que está conectados:

Todos los consumidores 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 consumidores conectados a redes de presión superior a 16 bar que, por su consumo, tipología o ubicación en la red puedan condicionar la operación normal de las redes a las que estén conectados. Estos últimos consumidores serán definidos anualmente por el Gestor Técnico del Sistema o el distribuidor y comunicados a la Comisión Nacional de Energía y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

1.3 Procesos relacionados con la gestión del sistema.

1.3.1 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, seguridad y mejor servicio al cliente.

1.3.2 Programación.—Proceso de comunicación periódica de los sujetos del sistema gasista por el que se informa a los operadores correspondientes y al Gestor Técnico del Sistema sobre su previsión/planificación de utilización de las infraestructuras en un período determinado.

1.3.3 Nominación.—Proceso de comunicación diaria de los sujetos del sistema gasista a los operadores correspondientes y al Gestor Técnico del Sistema sobre su previsión de utilización de las infraestructuras en un día determinado.

1.3.4 Validación.—Aceptación por parte del titular de una infraestructura de una propuesta de programación o nominación realizada por un usuario de la misma.

1.3.5 Medición y análisis.—Proceso de determinación de la cantidad y calidad del gas que ha transitado por los puntos del sistema gasista definidos en el punto 1.1.

1.3.6 Repartos.—Proceso de asignación del gas transportado, regasificado, distribuido o almacenado por los distintos sujetos del sistema gasista involucrados, reali-

zados por los operadores de las instalaciones en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.

1.3.7 Balance.—Proceso de evaluación de las existencias de gas. Físico, para cada una de las instalaciones; y físico y comercial, para cada usuario. Con el cálculo del balance se podrán determinar las existencias que cada usuario tiene, globalmente en el sistema y por instalación. Este proceso será realizado por el Gestor Técnico del Sistema en coordinación con los operadores de las instalaciones del sistema gasista.

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

1.3.9 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.

1.3.10 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.

1.3.11 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.

1.3.12 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).

#### 1.4 Otras definiciones.

1.4.1 Año de gas.—Período de tiempo que comienza el 1 de enero y termina el 31 de diciembre del mismo año y en el que se efectúan las operaciones programadas para ese período.

1.4.2 Día de gas.—Período de tiempo que comienza a las 0 horas y termina a las 24 horas del mismo día natural 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.

1.4.3 Día posterior de gas.—Es el día posterior al día de gas.

1.4.4 Día previo de gas.—Es el día anterior al día de gas.

1.4.5 Contrato de acceso a las instalaciones del sistema gasista.—Contrato suscrito entre un usuario del sistema gasista, y el operador de una infraestructura para acceder a las instalaciones.

1.4.6 Capacidad máxima de una instalación.—Con carácter general, la capacidad máxima será la autorizada por el organismo competente en la correspondiente autorización administrativa de la instalación o, en su caso, la que sea técnicamente posible, conforme al diseño de la misma.

1.4.7 Capacidad útil de una instalación.—Es la capacidad máxima menos la capacidad mínima de operación en caso de existir. En las instalaciones en las que no sea necesario un nivel mínimo de llenado para su correcto

funcionamiento, la capacidad máxima coincidirá con la útil.

1.4.8 Capacidad contratada.—Es la parte correspondiente de la capacidad útil que está contratada por los usuarios del sistema.

1.4.9 Capacidad disponible.—Es la diferencia entre la capacidad útil y la capacidad contratada o reservada.

1.4.10 Nivel mínimo de llenado de gasoductos.—Nivel mínimo operativo de las redes de transporte del sistema gasista. Esta cantidad corresponderá al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte en GWh, traducida en días de utilización.

1.4.11 Almacenamiento útil en la red de gasoductos de transporte.—Volumen de gas que es posible almacenar en la capacidad útil de la red de gasoductos de transporte. Este volumen se expresará también a efectos de estas normas en número de días equivalentes a la capacidad de transporte contratada.

1.4.12 Almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte.—Volumen de gas propiedad de cada usuario que se emplea para ajustar diariamente las entradas de gas a la red de gasoductos de transporte con el consumo realizado por los consumidores suministrados por el usuario. A efectos de estas normas se expresará en días equivalentes a la capacidad de transporte contratada.

1.4.13 Presión máxima de diseño de gasoductos.—Presión máxima de trabajo para la que ha sido diseñado un gasoducto.

1.4.14 Presiones 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.

1.4.15 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.

1.4.16 Nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación. Talones.—Nivel mínimo operativo (talones) de llenado de gas de los tanques de GNL de las plantas de regasificación. Como valor inicial de esta cantidad se tomará el 9 % de la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL.

1.4.17 Almacenamiento útil en tanques de plantas de regasificación de GNL.—Volumen de gas natural licuado (GNL) que es posible almacenar en la capacidad útil de los tanques de las plantas de regasificación. Este volumen se expresará también a efectos de estas normas en número de días equivalentes a la capacidad de transporte contratada.

1.4.18 Indisponibilidad.—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 planificados, puesta en marcha de infraestructuras, o por una emergencia, fuerza mayor, caso fortuito o cualquier otra circunstancia que se defina.

1.4.19 Reglas y procedimientos de operación.—Conjunto de procedimientos, reglas y requisitos que complementan a las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS) y a sus protocolos de desarrollo.

1.4.20 Mecanismo de comunicación.—Canal y procedimiento físico o electrónico 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.

1.4.21 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.

1.4.22 Planes de mantenimiento.—Documentos que recogen todas aquellas actividades programadas de inspección, control, intervención y/o reparación, destinadas a mantener las instalaciones del sistema gasista en condiciones de seguridad y funcionamiento óptimas.

A los efectos de la aplicación de la presente normativa de gestión técnica del sistema, se entiende como planes de mantenimiento de los sujetos del sistema gasista aquellas actividades planificadas de mantenimiento preventivo o correctivo que puedan suponer restricciones en puntos de entrada y salida de la Red Básica o afectar a la capacidad de las instalaciones de la Red Básica y de transporte secundario, así como requerir en éstas, condiciones específicas de presión, caudal y/o velocidad.

1.4.23 Almacenamiento incluido en el peaje de transporte y distribución.—Almacenamiento al que los usuarios del servicio de transporte y distribución tienen derecho al contratar el uso de las instalaciones necesarias para transportar el gas desde el punto de entrada en la red de transporte hasta el punto de suministro al consumidor, expresado en número de días equivalentes a la capacidad de transporte contratada.

1.4.24 Almacenamiento incluido en el peaje de regasificación.—Almacenamiento de GNL en los tanques de las plantas de regasificación al que los usuarios del servicio de regasificación tienen derecho al contratar el uso de las instalaciones, expresado en número de días equivalentes a la capacidad de regasificación contratada diaria.

1.4.25 Gas colchón de un almacenamiento subterráneo.—Volumen de gas contenido en el almacenamiento subterráneo que es necesario para poder extraer el gas útil a la presión de diseño.

1.4.26 Gas útil de un almacenamiento subterráneo.—Volumen de gas contenido en el almacenamiento subterráneo que es susceptible de ser extraído a la presión de diseño, conforme a la curva de declino experimentada. El gas útil es la diferencia entre las existencias totales de gas contenidas en el almacenamiento y el gas colchón.

1.4.27 Gas extraíble por medios mecánicos de un almacenamiento subterráneo.—Parte del gas colchón que puede ser extraído, a una presión inferior a la de diseño, de manera reversible, sin dañar la estructura del almacenamiento subterráneo.

1.5 Unidades de medida.—En estas NGTS se consideran las siguientes unidades:

Las unidades volumétricas utilizadas son:

Para GNL: m<sup>3</sup> de GNL.

Para GN: 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 balances, mediciones y facturación entre sujetos.

1.6 Clasificación de buques metaneros.—A efectos de estas normas se consideran buques pequeños aquellos cuya capacidad de transporte es inferior a 60.000 m<sup>3</sup> de GNL; buques medianos aquellos cuya capacidad de transporte se encuentra comprendida entre 60.000 m<sup>3</sup> de GNL

y 110.000 m<sup>3</sup> de GNL; y buques grandes aquellos cuya capacidad de descarga excede los 110.000 m<sup>3</sup> de GNL.

## 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.—Se podrá solicitar el acceso a las instalaciones del sistema gasista incluidas en el régimen de acceso de terceros, conforme al artículo 3 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Los usuarios son los sujetos del sistema gasista que tienen derecho a reservar o a contratar reserva de capacidad con los operadores de las instalaciones de regasificación, transporte, distribución o almacenamiento sujetas al régimen de acceso a terceros.

El acceso de los sujetos con derecho de acceso a instalaciones del sistema gasista se realizará conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, que regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece un sistema integrado de gas natural.

Para hacer uso del derecho de acceso y utilizar los servicios de las instalaciones de las plantas de regasificación de GNL, de los gasoductos de transporte, de los gasoductos de distribución o de las instalaciones de almacenamiento se deberá o contratar o reservar, en su caso, parte de la capacidad útil disponible de la instalación correspondiente.

Todos los aspectos relacionados con las actuaciones de los sujetos durante estas actividades se desarrollarán en los correspondientes protocolos de detalle.

Las reservas de capacidad para el acceso de terceros a las instalaciones se formalizarán mediante documento al efecto, incluidos sistemas electrónicos, con análogos derechos y obligaciones.

La contratación de capacidad se realizará mediante los modelos normalizados de contrato de acceso, aprobados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a propuesta de la Comisión Nacional de Energía.

Ninguno de los contenidos del contrato de acceso podrá ir en contra de lo establecido en estas Normas de Gestión Técnica del Sistema o en la legislación vigente y se considerará como no válida cualquier cláusula o condición particular de los contratos de acceso que se oponga a lo dispuesto en estas Normas de Gestión Técnica del Sistema o a la legislación vigente.

2.2 Requisitos generales para las actuaciones de los sujetos en los puntos del sistema gasista.—Las reglas, procedimientos o acuerdos recogidos en los manuales para las actuaciones de los sujetos en los puntos del sistema gasista cuando proceda, en los aspectos que no sean regulados por los protocolos de desarrollo de estas normas o según se recoge en las presentes NGTS, se regirán o se someterán a las condiciones siguientes:

a) Condiciones de recepción, entrega y calidad del gas.—Estas Normas de Gestión Técnica del Sistema o sus protocolos de desarrollo establecerán los límites de calidad en términos de presión, temperatura, y otras características del gas entregado y del que se debe entregar.

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 desarrollo.

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 desarrollo, 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 teledada digital:

Puntos de descarga de buques en las plantas de regasificación de GNL (no es necesaria teledada).

Puntos de carga de cisternas de GNL (no es necesaria teledada).

Puntos de conexión con almacenamientos subterráneos.

Puntos de conexión con yacimiento nacional.

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.

b) Condiciones para 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.

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.

c) Condiciones para las reglas o protocolos de medición y para la teledada.—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 teledada y las instalaciones auxiliares necesarias. En caso de no ins-

talación o de falta de operatividad del mismo se aplicará lo que al respecto establezca la legislación.

d) Condiciones para las reglas o protocolos de 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.

2.3 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.

2.4 Requisitos generales para el uso de los gasoductos de las redes de transporte.—Se establecen las siguientes condiciones generales para las redes de transporte:

2.4.1 Nivel mínimo de llenado de los gasoductos.—Todos los sujetos que incorporen gas al sistema aportarán una cantidad de gas de su propiedad con objeto de contribuir al nivel mínimo operativo de las redes de transporte del sistema gasista (los transportistas harán frente a esta obligación en lo referente a sus ventas de gas a los Distribuidores conectados a sus redes para atender suministros a tarifa). Esta cantidad corresponderá al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte en GWh, traducida en días de utilización. Como valor inicial se tomará una vez el caudal máximo diario contratado o reservado por el usuario. Este valor deberá ser revisado y aprobado anualmente.

La aportación de gas se llevará a cabo en el transcurso de los 15 días posteriores a la fecha de la primera entrega relacionada con la contratación de capacidad.

La cantidad aportada al nivel mínimo de llenado permanecerá inmovilizada en el seno de las redes de transporte, sin que los usuarios puedan hacer uso de ella.

De los dos días de almacenamiento incluidos en el peaje de transporte y distribución, se entenderá que uno corresponde al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte.

Como regla general, en caso de finalización del contrato, el volumen de gas propiedad de los sujetos puesto a disposición del transportista y retenido por éste, con objeto de contribuir al nivel mínimo operativo de llenado de gasoductos, se reintegrará a sus titulares antes de la extinción del período contractual.

Asimismo, y en todo caso, los sujetos podrán ceder sus derechos sobre el gas retenido por este concepto a cualquier otro sujeto autorizado y con contrato en vigor, exonerando al transportista de la obligación de devolución del mismo.

2.4.2 Almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte.—El almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte no podrá exceder la capacidad útil de la

red de gasoductos de transporte y se entenderá situado en esta, salvo en los períodos en que no haya suficiente capacidad en la red o haya restricciones técnicas. Se entenderá que tiene esta función el almacenamiento incluido en el peaje de transporte y distribución menos la cantidad empleada para el nivel mínimo de llenado de los gasoductos.

En los períodos en que no haya suficiente capacidad en la red o haya restricciones técnicas, el almacenamiento incluido en el peaje de transporte y distribución la capacidad que supere la capacidad útil del gasoducto podrá situarse en los almacenamientos subterráneos o en los tanques de las plantas de regasificación, preferentemente en el lugar de mayor disponibilidad.

El Gestor Técnico del Sistema informará a los usuarios de la red de transporte y distribución de las limitaciones de almacenamiento en la red de gasoductos de transporte previstas en la próxima semana (cada día, los siete días siguientes) mes y año.

Igualmente, el Gestor Técnico del Sistema, diariamente, en el día «n+2» y de forma telemática, de la parte del almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos que se encuentra en los gasoductos y de la que se encuentra en las instalaciones de almacenamiento.

**2.4.3 Mermas y autoconsumos.**—El operador de transporte asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas desde que éste es aceptado en el punto de entrada de la red de transporte hasta que es entregado en el punto de salida de la red de transporte correspondiente.

En todo caso, de la totalidad del gas entregado por los usuarios en un punto de entrada a las redes de transporte, el transportista titular del gasoducto de entrada al sistema retendrá, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca.

La totalidad de las mermas retenidas por el conjunto de transportistas en los puntos de entrada al sistema de transporte-distribución a lo largo de un año, deberá ser distribuida entre el conjunto de transportistas.

El Gestor Técnico del Sistema, con la información aportada por los operadores de las instalaciones estudiará la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación y enviará la información aportada junto con la propuesta sobre la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación, así como el reparto de los volúmenes de mermas que se asignan a cada uno de los transportistas, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año. Todas las modificaciones propuestas sobre las cantidades vigentes en ese momento deberán ser justificadas adecuadamente en la información remitida.

Inicialmente, el porcentaje actualmente establecido como mermas de transporte, se repartirá en función del número de estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida con calentamiento, y en general todos los transportistas propietarios de gasoductos de transporte, con los siguientes porcentajes:

EE.CC.: 80 %.

ERM.: 10 %.

Resto de parámetros (gas vehiculado, volumen geométrico de gasoductos, unidades de medida y otros): 10 %.

Con carácter general, la asignación de las mermas por compresión y regulación entre transportistas será proporcional al caudal vehiculado por los turbocompresores y por las ERMs de que dispongan.

Una vez conocidos los datos definitivos de las mermas a lo largo del año, el Gestor Técnico del Sistema deberá determinar el volumen de mermas correspondiente a cada transportista y realizar una propuesta de

liquidación entre los mismos que comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía antes del 31 de enero del año siguiente. Una vez aprobada, el Gestor Técnico del Sistema procederá a comunicársela a los sujetos implicados, quienes deberán efectuar dicha liquidación en un plazo de 15 días naturales posteriores a la fecha de la comunicación.

**2.4.4 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 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 un sistema mallado, el valor mínimo de la presión se establece en 40 bar;

Si el punto de conexión es en una extensión 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.

**2.5 Requisitos generales del uso de las redes de distribución.**

**2.5.1 Mermas.**—El operador de la red de distribución asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas, desde que éste es aceptado en el punto de conexión de la red de transporte con la red de distribución hasta que es entregado en el punto de suministro correspondiente.

De la totalidad del gas entregado por el transportista para el mercado liberalizado y para el mercado regulado de

distribuidores terceros en un punto de entrada a las redes de distribución, el distribuidor retendrá en el momento de la entrega, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca en cada momento.

El Gestor Técnico del Sistema, con la información aportada por los operadores de las instalaciones estudiará la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación y enviará la información aportada junto con la propuesta sobre la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación, así como el reparto de los volúmenes de mermas que se asignan a cada uno de los distribuidores, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año. Todas las modificaciones propuestas sobre las cantidades vigentes en ese momento deberán ser justificadas adecuadamente en la información remitida.

**2.5.2 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.

En cualquier caso, el operador de la red de distribución informará, de forma transparente y no discriminatoria, a los clientes con consumos superiores a 100 GWh/año 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.

**2.6 Requisitos generales para el uso de las plantas de regasificación de GNL.**

**2.6.1 Nivel mínimo operativo. Talones.**—Todos los usuarios que accedan a una planta de regasificación de GNL, aportarán una cantidad de GNL de su propiedad con el objeto de contribuir al nivel mínimo operativo (talones) de los tanques de GNL de la planta de regasificación. Como valor inicial de esta cantidad se tomará el 9 % de la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, que se repartirá entre los usuarios de la planta en función de su capacidad de regasificación contratada, con revisiones mensuales. Este valor deberá ser aprobado anualmente.

La aportación de gas se llevará a cabo en el transcurso de los 15 días posteriores a la fecha de la primera entrega relacionada con la contratación de capacidad, según el procedimiento acordado en el manual de operación.

La cantidad aportada al nivel mínimo de llenado permanecerá inmovilizada en el seno de plantas, sin que los sujetos puedan hacer uso de ella.

Como regla general, en caso de finalización del contrato, el volumen de gas propiedad de los sujetos puesto a disposición del transportista y retenido por éste, con objeto de contribuir al nivel mínimo operativo de llenado de los tanques de GNL de la planta de regasificación, se reintegrará a sus titulares antes de la extinción del período contractual, y si ello es posible, en otro plazo y forma que las partes acuerden.

Asimismo, y en todo caso, los sujetos podrán ceder sus derechos sobre el gas retenido por este concepto a cualquier otro sujeto autorizado y con contrato en vigor, exonerando al transportista de la obligación de devolución del mismo.

**2.6.2 Almacenamiento para la operación comercial en tanques de plantas de regasificación de GNL.**—El almacenamiento para la operación comercial en tanques de plantas de regasificación no podrá exceder de la capacidad útil de los tanques y se entenderá situado en estos, siempre que la capacidad útil supere a los cinco días incluidos en el peaje de regasificación.

Los usuarios podrán utilizar el almacenamiento incluido en el peaje de regasificación para cubrir sus necesidades de operación comercial en tanques de plantas hasta los cinco días incluidos en el peaje.

**2.6.3 Almacenamiento en tanques de plantas de regasificación de GNL por encima del incluido en peaje.**—Se podrá contratar el servicio de almacenamiento de GNL en planta, adicional al incluido en el peaje de regasificación, por la capacidad necesaria para la descarga de buques empleados para el transporte de GNL, con el límite de la capacidad máxima de atraque.

No obstante, en caso de no tener capacidad suficiente o haber razones técnicas que lo impidan podrá denegarse una solicitud en este sentido. En cualquier caso, para facilitar la operación, el Gestor Técnico del Sistema, en coordinación con el transportista afectado, podrá decidir una variación sobre el lugar y forma en el que el usuario tiene disponible el gas natural correspondiente con el GNL descargado, siempre que ello no implique coste o perjuicio alguno para el usuario.

Adicionalmente, los sujetos con derecho de acceso podrán contratar capacidad de almacenamiento, por encima del almacenamiento incluido en el peaje, en tanques de GNL de las plantas de regasificación, siempre que exista capacidad disponible.

**2.6.4 Mermas y autoconsumos.**—El operador de la planta de regasificación de GNL asumirá frente a los usuarios el riesgo de daño o pérdida del gas, desde que éste es aceptado en los puntos de descarga de buques hasta que es entregado en el punto de conexión correspondiente.

De la totalidad del gas entregado por los sujetos en los puntos de descarga de buques, el operador retendrá en el momento de la entrega, en concepto de mermas y autoconsumos, la cuantía que se establezca.

El Gestor Técnico del Sistema con la información aportada por los operadores de las instalaciones realizará los estudios de seguimiento de la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación.

El Gestor Técnico del Sistema propondrá, antes del 15 de octubre de cada año, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos. Si la cantidad propuesta fuese modificada respecto a la vigente en ese momento, el cambio propuesto deberá ser justificado adecuadamente.

**2.6.5 Requisitos del aprovisionamiento mediante buques.**

**2.6.5.1 Información requerida para la contratación de aprovisionamiento mediante 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:

Capacidad disponible de descarga, almacenamiento y producción en estas plantas;

Características específicas de puertos, atraques y brazos de descarga;

Otras informaciones que el usuario deba conocer.



El procedimiento de transmisión de información de los siguientes datos referidos al usuario será el establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema o en sus protocolos de detalle:

- Cantidades anuales que el usuario aportará (bcm/año);
- Calidad de los cargamentos;
- Tipo de aprovisionamientos y origen;
- Puertos en los que se realizará la descarga;
- Tipo de buques utilizados;
- Procedimientos operativos y de comunicación entre las partes.

Los operadores de las plantas de regasificación informarán 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.

**2.6.5.2 Requisitos de descarga/carga 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 descargar/cargar 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 descargar por primera vez en una terminal y enviará copia del mismo al Gestor Técnico del Sistema, al menos, 48 horas antes de que se empiece a efectuar la primera descarga. La información que reciba el Gestor Técnico del Sistema se encontrará 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 o puesta en frío 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.

**2.6.6 Requisitos de carga de cisternas de Gas Natural Licuado (GNL).**—A efectos de estas normas, se entenderá por:

**Cargador-descargador:** la persona física o jurídica bajo cuya responsabilidad se realizan las operaciones de carga y descarga de la mercancía.

**Expedidor:** la 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:** la 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.

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

El cargador (entendiéndose como tal al operador de la planta de regasificación) denegará la carga en 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 efectuar la primera carga de GNL por medio de una nueva cisterna, el transportista de cisternas deberá poner a disposición del cargador toda la documentación establecida en la reglamentación vigente y en los acuerdos entre partes.

Cuando una cisterna retorna a realizar una nueva carga, el transportista de cisternas deberá entregar al cargador la documentación establecida en la reglamentación vigente y no vencida en plazo, con el albarán de retorno firmado por el expedidor, identificando que transporta GNL y especificando si la cisterna está o no inertizada.

El transportista de cisternas acreditado por el propietario del GNL (cliente que aporta gas al sistema o comercializador que adquiere el gas para su venta a consumidores cualificados o distribuidor que adquiere el gas para su venta a consumidores a tarifa) informará al cargador, antes del inicio de cada carga, del destino de la carga (identificación y ubicación del consumidor final).

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.

**2.7 Requisitos generales de uso de los almacenamientos subterráneos.**

**2.7.1 Capacidad de inyección y extracción en almacenamientos.**—Los usuarios tendrán el derecho a disponer en cada almacenamiento de capacidad de inyección y extracción de gas, proporcional a la capacidad de almacenamiento contratada para el mercado liberalizado o reservada para el mercado a tarifa respecto de la capacidad útil del almacenamiento.

Esta capacidad disponible se entenderá limitada por las restricciones técnicas necesarias para poder atender los requerimientos en la operación del sistema relacionados con la cobertura de la modulación invernal y eventos imprevisibles que puedan afectar a la seguridad de suministro del sistema, en especial durante la época invernal.

La limitación de capacidad de inyección y extracción no será de aplicación siempre que existan posibilidades técnicas para incrementarlas.

**2.8 Principios para el cálculo de la capacidad de las instalaciones.**—Siguiendo lo indicado en este apartado se desarrollarán, en el protocolo de detalle correspondiente, las normas y procedimientos para determinar las capacidades máximas, útiles y disponibles de las instalaciones que constituyen el sistema gasista.

Para el cálculo de las capacidades útiles se tendrán en cuenta, no solamente los parámetros de diseño de la misma, sino también aquellos aspectos operativos que la disminuyen o limitan y que son, entre otros: los factores de servicio, la simultaneidad, los márgenes de operación y seguridad, período del año al que se refiere la capacidad y presión de garantía.

**Planta de regasificación.**—En las plantas de regasificación se distinguirá entre la capacidad de emisión a la red de transporte a la presión de diseño de la misma y la

capacidad de descarga de buques metaneros, si esta fuera limitativa.

La capacidad en operación normal será la útil y se calculará en función de los equipos de emisión y descarga que estén instalados en la planta, teniendo en cuenta sus límites de operación, de seguridad, equipos de reserva, etc.

En su caso, podrá existir una capacidad superior a la máxima o útil, correspondiente a la capacidad de operación en punta de emisión, con la utilización total o parcial de equipos de reserva.

Carga de GNL a buques.—Se establecerá y publicará la posibilidad y capacidad de carga de GNL a buques desde cada planta de regasificación; igualmente acerca de la puesta en frío de buques y transbordos.

Capacidad de carga de cisternas.—Se calculará teniendo en cuenta la capacidad de los equipos de bombeo instalados en la planta de regasificación, teniendo en cuenta sus límites de operación y seguridad, y dentro de los valores autorizados.

Almacenamientos subterráneos.—Se distinguirá entre capacidad de inyección y de extracción y capacidad de almacenamiento:

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

La capacidad de extracción es función de la cantidad de gas existente en el almacenamiento en cada momento y se calculará teniendo en cuenta los equipos de tratamiento del gas de la planta, sus límites de operación y seguridad, así como la contrapresión de salida del gas en el gasoducto de transporte al que esté conectado.

Capacidad de almacenamiento:

Capacidad máxima de almacenamiento: Es la cantidad de gas natural contenida en un almacenamiento cuando la presión del mismo coincide con la presión máxima de operación.

Cantidad máxima extraíble: Es la diferencia entre la capacidad máxima del almacenamiento y la cantidad para asegurar el almacenamiento en condiciones que permitan una futura recuperación de su capacidad, teniendo en cuenta, que el gas extraído pueda ser introducido en la red de gasoductos a la presión normal de operación, directamente o por medio de elementos de compresión. La parte correspondiente al gas colchón extraíble por medios mecánicos sólo podrá ser extraída en situaciones de emergencia.

Gasoductos de transporte.—La capacidad máxima de un gasoducto de transporte se define como el caudal máximo de gas que se puede vehicular a través del mismo en  $m^3(n)/h$ , teniendo en consideración que la presión de entrada es igual a la presión máxima operativa que legalmente este autorizada en el inicio del gasoducto o la presión de garantía en el punto de entrada del mismo, manteniendo la presión de garantía más restrictiva en todos los puntos del mismo (puntos de entrega o de aspiración de estaciones de compresión intermedia).

En los gasoductos de transporte secundario se considerará como presión de entrada la que se garantice en el punto de entrega.

Se deberán tener en cuenta los niveles de demanda previstos para época estival, invernal y punta y para cada uno de estos escenarios se considerarán los factores de simultaneidad y márgenes de operación y seguridad que se establezcan.

En relación al consumo para estas salidas se tendrán en cuenta escenarios de demanda para época estival, invernal y punta, de esta manera se crearán los escena-

rios base, a partir de los cuales se realizarán los cálculos de simulación de capacidad. De este modo se irá estableciendo la capacidad según los consumos que incrementalmente se vayan añadiendo.

Además de estos escenarios se considerarán los factores de simultaneidad y márgenes de seguridad que se establezcan.

Tanto en los casos de gasoductos lineales como mallados, se utilizarán para los cálculos sistemas de simulación que contemplen modelos hidráulicos de general aceptación y reconocidos en la industria del gas.

Gasoductos de distribución.—La capacidad máxima de un gasoducto de distribución de un determinado nivel de presión se define como el gas que se puede vehicular a través del mismo, en  $m^3(n)/h$ , manteniendo la presión de garantía más restrictiva en todos los puntos del mismo.

Esta capacidad depende de la presión de regulación en la/s entrada/s de la red, así como de las pérdidas de carga existentes. La determinación de la capacidad disponible de una red se efectuará evaluando el caudal adicional que se puede entregar en el/los punto/s de mínima presión, introduciendo el gas a la máxima presión posible y manteniendo las presiones mínimas de garantía.

2.9 Indisponibilidades en instalaciones de transporte.—En caso de indisponibilidad, el operador de la instalación con indisponibilidad deberá comunicar a los usuarios con capacidades contratadas con él y a los titulares de instalaciones conectadas a las suyas cual 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 las instalaciones afectadas por la indisponibilidad 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 sujetos afectados conforme a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

2.10 Indisponibilidades en instalaciones de distribución.—En caso de indisponibilidad, el operador de la instalación con indisponibilidad comunicará a los usuarios con capacidades contratadas con él y a los titulares de instalaciones conectadas a las suyas cual 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 las instalaciones afectadas por la indisponibilidad 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 sujetos afectados conforme a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

2.11 Transparencia de las condiciones de acceso.—El Gestor Técnico del Sistema y los operadores de las instalaciones deberán publicar en sus páginas en Internet 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 desarrollo, 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.

Los titulares de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y conexiones a gasoductos internacio-

nales publicarán con la periodicidad que se establezca la capacidad contratada, reservada y disponible en cada una de estas instalaciones, distinguiendo la capacidad asignada a los contratos de acceso y la reservada para el mercado a tarifa.

### **NGTS-03 «Programaciones»**

#### **3. Programaciones**

3.1 Concepto de programación.—Información que debe emitir cualquiera de los sujetos que hace uso de las instalaciones del sistema gasista en relación con el gas que estima introducir, extraer, almacenar, suministrar o consumir en un periodo determinado.

Las programaciones tendrán carácter informativo, salvo las programaciones mensuales de entrada al sistema gasista por conexiones internacionales, por conexiones con yacimientos en producción, que tendrán carácter vinculante para los dos meses siguientes y en el caso de descarga de buques de GNL que tendrán carácter vinculante para un período entre mes y medio y dos meses en función de la capacidad del buque.

Se establecerán modelos o formularios estándares donde se recogerán las programaciones.

3.2 Sujetos obligados a realizar programaciones.—Todos los sujetos que utilicen las instalaciones de los operadores del sistema gasista, incluidos los responsables de suministrar al mercado a tarifa, estarán obligados a realizar programaciones para que dichos operadores puedan organizar la gestión de las mismas y, en especial, para que el Gestor Técnico del Sistema pueda desarrollar las funciones asignadas como responsable de la gestión técnica del sistema gasista.

Será necesario realizar programaciones relacionadas con:

El consumo en los puntos de suministro.

La distribución: por los puntos de conexión de las redes de transporte con las redes de distribución.

El transporte: la entrada de gas por los puntos de entrada de las redes de transporte.

La utilización de los almacenamientos.

La descarga de buques de GNL en plantas de regasificación de GNL y la utilización de estas plantas.

Los titulares de las infraestructuras de transporte y de distribución, a través del Gestor Técnico del Sistema, enviarán periódicamente al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía la siguiente información:

1. Programaciones realizadas, validadas y rechazadas y concedidas.

2. Capacidad programada y disponible para cada instalación.

#### **3.3 Programación de redes de distribución.**

3.3.1 Procedimiento.—Los sujetos implicados enviarán al operador de cada red de distribución una programación por el consumo correspondiente en los puntos de suministro.

En el caso de los comercializadores, éstos deberán presentar la información indicada en esta norma con la periodicidad indicada en la misma en cada caso.

En el caso de conexiones entre redes de distribución, los distribuidores entregarán la información agregada al distribuidor situado aguas arriba.

Los operadores de cada red de distribución, teniendo en cuenta los datos proporcionados por los comercializadores y por los consumidores que aportan gas al sistema, añadiendo el consumo correspondiente a los clientes a tarifa para cada red y aportando el dato del distribuidor aguas abajo si lo hubiese, validarán la programación.

El consumo de los clientes a tarifa será estimado con los métodos indicados en el procedimiento de detalle correspondiente.

Cuando la programación sea viable, el operador confirmará su viabilidad a los sujetos implicados y enviará su programación al operador de la red de transporte a la que está conectada su red de distribución. Cuando la programación no sea viable se procederá como se indica en 3.3.2.

En el caso de redes de distribución dependientes de plantas satélites de GNL, el operador de la red de distribución enviará la programación viable al operador de la planta de regasificación de GNL de la que dependa.

3.3.2 Periodicidad y detalle de programación.—Se realizarán las programaciones relativas a las redes de distribución con la periodicidad y alcance siguientes:

3.3.2.1 Programación anual.—Anualmente se realizará una programación con detalle mensual correspondiente al año natural siguiente para las redes de distribución de cada grupo distribuidor.

Los datos de consumo definitivos deberán ser enviados por los comercializadores y consumidores que se autoabastezcan a los operadores de las redes de distribución, antes del 15 de septiembre. Antes del 15 de octubre, los distribuidores situados aguas abajo de otro distribuidor, remitirán al distribuidor aguas arriba los datos agregados de los consumos anualizados por punto de entrega. Antes del 30 de octubre, cada operador de su red de distribución dispondrá de la programación definitiva que será remitida al operador de la red de transporte.

Cuando la programación no sea viable, el operador se lo comunicará a los usuarios correspondientes para efectuar los estudios necesarios en los que se evaluarán primeramente las inversiones en estructuras necesarias y, si éstas no fueran viables, los ajustes necesarios en las programaciones, revisando los usuarios los excesos de programación con respecto a las reservas de capacidad. En este último caso, si es necesario se convocará una reunión entre representantes de los sujetos implicados para llegar a un acuerdo y obtener un programa viable.

3.3.2.2 Programación mensual.—Mensualmente se realizará una programación con detalle mensual para los tres meses siguientes.

Los consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados (de acuerdo con definición incluida en la NGTS-02) enviarán de forma complementaria un desglose individualizado diario para el mes siguiente de consumo.

Antes del día 15 del mes anterior, los operadores de la red de distribución recibirán las programaciones de salida de gas de los comercializadores y consumidores que se autoabastezcan y las programaciones agregadas de los distribuidores aguas abajo conectados en sus redes.

3.3.2.3 Programación semanal.—Semanalmente se realizará una programación con detalle diario para los siete días siguientes, de sábado a viernes.

Para los consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados (de acuerdo con definición incluida en la NGTS-02) la programación semanal se hará además con detalle horario para el caso de centrales de generación eléctrica y a nivel diario y con detalle de máximo horario para el resto de consumidores pertenecientes a este grupo.

Los datos relativos a puntos de suministro en las redes de distribución indicados en 3.3.3 serán enviados por los comercializadores y consumidores que se autoabastezcan a los operadores de la red de distribución implicados antes de las 10 horas del jueves anterior a la semana referida.

Cuando la programación no sea viable, el operador comunicará a los usuarios correspondientes que ha sido asignada la capacidad contratada.

En caso de no programar un punto concreto se entenderá programado cero para ese punto.

### 3.3.3 Contenido mínimo de las programaciones.

3.3.3.1 Programaciones anuales y mensuales.—Se aportará como mínimo la siguiente información:

Fecha de emisión;  
Identificador del sujeto que realiza la programación;  
Identificador del sujeto a la que va dirigida;  
Tipo de programación (periodicidad);  
Instalación a la que aplica;

Tipo de consumo: Planta satélite de GNL, consumo de centrales eléctricas y consumo por grupos de peaje, distinguiendo en cualquier caso entre suministros existentes y nuevos suministros;

Programación anual: Cantidad en kWh/mes para cada mes.

Las programaciones entre distribuidores serán siempre con datos agregados.

3.3.3.2 Programaciones semanales.—En el caso de la programación semanal, el formato y contenido será igual que el de la nominación.

### 3.4 Programación de redes de transporte.

3.4.1 Procedimiento.—El operador de una red de transporte recibirá las programaciones asociadas a los puntos de entrada a la red de transporte por parte de los sujetos implicados y la de los puntos de salida de la red de transporte por parte de los operadores de las redes de distribución o grupo distribuidor. Por tanto deberán enviarle programaciones:

Los operadores de las siguientes instalaciones conectadas a su red:

Almacenamientos;  
Redes de transporte de otros transportistas;  
Plantas de regasificación de GNL;  
Redes de distribución;

Los usuarios que vayan a introducir y sacar gas por las conexiones de los gasoductos internacionales y yacimientos;

Los usuarios por el consumo que se vaya a realizar en las líneas directas.

Los operadores de cada red de transporte, teniendo en cuenta los datos proporcionados, simularán la viabilidad de la programación para la red de transporte.

Cuando la programación de la red de transporte sea viable, el operador confirmará su viabilidad a los sujetos implicados. Cuando la programación no sea viable se procederá como se indica en 3.4.2.

3.4.2 Periodicidad y detalle de programación.—Se realizarán programaciones para las instalaciones consideradas con la periodicidad y alcance siguientes:

3.4.2.1 Programación anual.—Anualmente se realizará una programación con detalle mensual para los doce meses del año siguiente.

Los distribuidores enviarán antes del 30 de octubre las programaciones correspondientes a sus instalaciones de acuerdo con lo indicado en 3.3.2.1.

Los transportistas deberán proceder a casar las entradas y salidas de gas en los puntos de conexión de las distintas redes de transporte.

Las programaciones de entrada y salida de gas y las de consumo en sus redes (según indicado en 3.3.3.1) se enviarán a los titulares de las redes de transporte antes del 30 de octubre. Antes del 15 de noviembre, los operadores de la red de transporte declararán la viabilidad de la programación de la red de transporte.

Cuando la programación no sea viable, el titular se lo comunicará a los usuarios correspondientes para efectuar los estudios necesarios en los que se evaluarán primera-

mente las inversiones en estructuras necesarias y, si éstas no fueran viables, los ajustes necesarios en las programaciones, revisando los usuarios los excesos de programación con respecto a las reservas de capacidad. En este último caso se convocará una reunión entre representantes de los sujetos implicados y el Gestor Técnico del Sistema para llegar a un acuerdo y obtener un programa viable.

Antes del 22 de noviembre, el Gestor Técnico del Sistema obtendrá la programación definitiva del sistema gasista.

3.4.2.2 Programación mensual.—Mensualmente se realizará una programación con detalle mensual para los tres meses siguientes.

Para los consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados (de acuerdo con definición incluida en la NGTS-02) la programación mensual será con detalle diario para el primer mes.

La programación de las entradas por las conexiones internacionales o por las conexiones a yacimientos nacionales será con detalle diario, siendo vinculante la programación diaria el primer mes y medio y en cuanto a la cantidad total programada la segunda quincena del segundo mes; la programación del tercer mes será informativa.

Antes del día 20 del mes anterior, los operadores de la red de transporte recibirán las programaciones de entrada al sistema de los comercializadores y las de salida de gas, tanto del mercado a tarifa como del mercado liberalizado, de los distribuidores conectados en sus redes (según se indica en 3.3.3.1), y casarán las entradas y salidas de gas en los puntos de conexión de sus redes con las de otros transportistas. Antes del día 25 del mes anterior, los operadores de la red de transporte declararán la viabilidad de la programación de sus respectivas redes de transporte.

Cuando la programación no sea viable, el operador se lo comunicará a los usuarios correspondientes para que éstos revisen los excesos de programación con respecto a las reservas de capacidad. En este último caso, y si no se ha alcanzado un acuerdo, se convocará una reunión entre representantes de los sujetos implicados y el Gestor Técnico del Sistema, para acordar una solución y obtener un programa viable.

Antes del 28 del mes anterior, el Gestor Técnico del Sistema obtendrá la programación definitiva del sistema gasista.

En el caso de programaciones vinculantes, la programación de entrada sólo podrá ser modificada o eliminada por causas justificadas y previo conocimiento y aceptación del titular del punto de entrada y del Gestor Técnico del Sistema, salvo que se ponga en peligro la seguridad del sistema.

3.4.2.3 Programación semanal.—Semanalmente se realizará una programación con detalle diario para los siete días siguientes, de sábado a viernes.

Para los consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados (de acuerdo con definición incluida en la NGTS-02) la programación semanal será con detalle diario y horario para el caso de centrales de generación eléctrica y con detalle diario y de máximo horario para el resto de consumidores pertenecientes a este grupo.

Los datos de suministro y entradas se enviarán a los operadores de la red de transporte implicados antes de las 10 horas del viernes anterior a la semana referida. El propio viernes se obtendrá la programación definitiva.

Cuando la programación no sea viable, el operador comunicará a los usuarios correspondientes que ha sido asignada la capacidad contratada.

### 3.4.3 Contenido mínimo de las programaciones.

3.4.3.1 Programaciones anuales y mensuales.—La información de las programaciones estará diferenciada a nivel de entradas de red entre contratado y la utilización prevista para el período correspondiente. Para puntos de salida la información será la misma que para las programaciones de redes de distribución, según se indica en 3.3.3.1. Las programaciones anuales y mensuales para entrada contendrán como mínimo la siguiente información:

Fecha de emisión.  
Identificador del sujeto que realiza la programación.  
Identificador del sujeto a la que va dirigida.  
Tipo de programación (periodicidad).  
Instalación a la que aplica.  
Cantidad de gas programado:  
Programación anual: cantidad en GWh/mes.  
Programación mensual: cantidad en GWh/mes.  
Intercambios en el Almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte.

Las programaciones entre distribuidores serán siempre con datos agregados de consumo.

3.4.3.2 Programaciones semanales.—Las programaciones semanales contendrán como mínimo la siguiente información:

Fecha de emisión.  
Identificador del sujeto que realiza la programación.  
Identificador del sujeto a la que va dirigida.  
Tipo de programación (periodicidad).  
Instalación a la que aplica.  
Cantidad de gas programado:

Programación semanal por salida de transporte a distribución:

Agrupado por comercializadora (kWh/día) para presiones superiores a 4 bar e inferiores o iguales a 4 bar.

Agrupado por distribuidora para mercado a tarifa (kWh/día) para presiones superiores a 4 bar e inferiores o iguales a 4 bar.

Agrupado para el total por salida transporte-distribución (kWh/día).

3.5 Programación de almacenamientos subterráneos.—Los usuarios enviarán al operador de cada almacenamiento una programación con carácter anual con detalle mensual. Igualmente, mensualmente se enviarán programaciones con detalle semanal para el mes siguiente y semanalmente con detalle diario para la semana siguiente.

El contenido mínimo de las programaciones incluirá la siguiente información:

Gas almacenado al inicio del período, e Inyecciones y extracciones correspondientes al alcance de programación en cada caso.

Antes del 1 de septiembre, los usuarios enviarán al titular de las instalaciones de almacenamiento la programación provisional del año siguiente. La programación definitiva se enviará antes del 30 de octubre y antes del 15 de noviembre, los titulares de las instalaciones de almacenamiento declararán la viabilidad de la programación anual.

Cuando la programación del almacenamiento subterráneo no sea viable, el operador se lo comunicará a los usuarios correspondientes para que cambien su programación. Si es necesario se convocará una reunión entre representantes de los sujetos implicados para llegar a un acuerdo y obtener un programa viable. En la asignación final de la capacidad de almacenamiento entre los solicitantes se dará preferencia a las cantidades solicitadas

para el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

Cuando la programación del almacenamiento subterráneo sea viable, el operador confirmará su viabilidad a los sujetos implicados y enviará su programación al operador de la red de transporte a la que esté conectado.

Las programaciones, nominaciones y balances relativos a los almacenamientos subterráneos se harán sobre la base de un almacenamiento único.

### 3.6 Programación de plantas de regasificación de GNL

3.6.1 Procedimiento.—Los usuarios de las plantas de regasificación enviarán al titular de la instalación las programaciones asociadas a la descarga de los buques, y a la regasificación y salida de gas desde la planta de regasificación de GNL a la red de transporte correspondiente.

Asimismo, el operador de la planta de regasificación de GNL recibirá y tendrá en cuenta la solicitud de carga de cisternas que abastecen las redes de distribución y clientes industriales suministrados a través de las plantas satélites de GNL.

El operador de la planta de regasificación de GNL simulará la viabilidad del programa.

Cuando la programación no sea viable, el operador se lo comunicará a los usuarios correspondientes para que cambien su programación. Si no se alcanzase una programación viable, el titular de la planta convocará una reunión entre representantes de los sujetos implicados para llegar a un acuerdo y obtener un programa viable.

Cuando la programación sea viable, el operador confirmará su viabilidad a los sujetos implicados y la enviará a los operadores afectados.

#### 3.6.2 Periodicidad, detalle y formato.

3.6.2.1 Programación anual.—Anualmente se realizará una programación con detalle mensual para los doce meses del siguiente.

En la programación anual de descarga de buques se proporcionará, como mínimo:

Fecha de emisión;  
Identificador del sujeto que realiza la programación;  
Tipo de programación (periodicidad);  
Instalación a la que aplica;  
Cantidad por mes;  
Origen del gas y tamaño del buque (si son datos conocidos).

En la programación anual de salida de gas a redes de transporte se proporcionará:

Fecha de emisión;  
Identificador del sujeto que realiza la programación;  
Tipo de programación (periodicidad);  
Instalación a la que aplica;  
Cantidad: cantidad en kWh/mes y cantidad máxima en m<sup>3</sup>(n)/h para cada mes.

En la programación anual de carga de cisternas de GNL se proporcionará:

Fecha de emisión;  
Identificador del sujeto que realiza la programación;  
Tipo de programación (periodicidad);  
Instalación a la que aplica;  
Cantidad: en m<sup>3</sup> GNL/mes y/o cisternas GNL por mes.

Los datos correspondientes al primer trimestre del año se enviarán a los operadores antes del 1 de junio. Antes del 1 de julio, los operadores de las plantas de regasificación de GNL declararán su viabilidad. En caso de no ser viable, se convocarán reuniones para llegar a un acuerdo. Antes del 20 de julio se obtendrá la programación definitiva del primer trimestre.

Con carácter provisional y para que los operadores de las plantas de regasificación de GNL puedan realizar las

programaciones de sus instalaciones con antelación suficiente, los usuarios correspondientes enviarán antes del 31 de julio los datos provisionales anuales correspondientes a los operadores de las plantas de regasificación de GNL implicados.

La programación anual definitiva debe incluir al menos las fechas tentativas de descarga para cada uno de los grandes buques dedicados de forma continua al tráfico desde largas distancias y con un mismo origen, con la finalidad de facilitar en todo lo posible y con carácter prioritario la continuidad del empleo de estos buques a los tráficos asignados. En el caso de que se trate de cargamentos compartidos con otras comercializadoras, cada una especificará la cantidad de GNL que le corresponda.

Las programaciones se enviarán a los operadores de las plantas de regasificación de GNL antes del 15 de septiembre. Antes del 1 de octubre, los operadores de dichas plantas declararán su viabilidad. En caso de no ser viable, los titulares de las plantas convocarán reuniones con los representantes de los sujetos implicados para llegar a un acuerdo. En caso de que no se llegue a un acuerdo entre los sujetos implicados, el Gestor Técnico del Sistema adoptará la mejor solución posible en base a criterios de objetividad, transparencia y no discriminación, con el objetivo de conseguir la máxima eficacia para el sistema y la mayor seguridad para el suministro de los usuarios afectados. Antes del 20 de octubre, el Gestor Técnico del Sistema obtendrá la programación definitiva.

3.6.2.2 Programación mensual.—Mensualmente se realizará una programación trimestral con detalle mensual para los tres meses siguientes, respetando en todo lo posible y con carácter prioritario las fechas tentativas asignadas en la programación anual para las descargas de los grandes buques dedicados de forma continua a los tráficos de larga distancia desde un mismo origen.

En el caso de buques de tamaño menor de 70.000 m<sup>3</sup> de GNL, procedentes de puertos de descarga situados a una distancia correspondiente a cinco días de navegación o menos bastará, para el segundo mes con carácter vinculante y para el tercero con carácter informativo, la indicación de la cantidad total a ser transportada desde cada origen y el número de cargamentos precisos. Para el resto de buques bastará, para la segunda quincena del segundo mes con carácter vinculante y para el tercer mes con carácter informativo, la indicación de la cantidad total a ser transportada desde cada origen y el número de cargamentos precisos.

La programación de descarga de un buque sólo podrá ser modificada o eliminada por causas justificadas y previo conocimiento y aceptación del titular de la planta de regasificación y del Gestor Técnico del Sistema, salvo que se ponga en peligro la seguridad del sistema.

Se creará un registro, mantenido por el Gestor Técnico del Sistema, de ventanas de descarga de buques asignadas, no asignadas y libres en cada una de las plantas, de libre acceso para los titulares de las plantas y los comercializadores.

En el caso de la liberación de una ventana de descarga en una planta, las prioridades de reasignación a otro usuario de esa capacidad de descarga serán las siguientes:

Aquella solicitud que, encontrándose en el registro de solicitudes de descarga no programadas de la planta con ventana disponible, la fecha solicitada de descarga que más se aproxime a la que ha quedado liberada.

Aquella solicitud que, encontrándose en el registro de solicitudes de descarga no programadas de otra planta, la fecha solicitada de descarga que más se aproxime a la que ha quedado liberada.

En el caso de que no exista ninguna solicitud en ninguna de las plantas de regasificación, se pondrá en cono-

cimiento de todos los usuarios con capacidad de entrada.

Este procedimiento de reasignación de capacidad liberada será coordinado por el Gestor Técnico del Sistema.

En la programación mensual de descarga de buques se proporcionará:

- Fecha de emisión;
- Identificador del sujeto que realiza la programación;
- Tipo de programación (periodicidad);
- Instalación a la que aplica;
- Cantidad y calidad para cada mes;
- Identificación y tipo de buque con que se realizarán los transportes.

En la programación mensual de salida de gas a redes de transporte se proporcionará:

- Fecha de emisión;
- Identificador del sujeto que realiza la programación;
- Tipo de programación (periodicidad);
- Instalación a la que aplica;
- Cantidad: cantidad en kWh/mes y cantidad máxima horaria en m<sup>3</sup>(n)/h para cada mes.

En la programación mensual de carga de cisternas GNL se proporcionará:

- Fecha de emisión;
- Identificador del sujeto que realiza la programación;
- Tipo de programación (periodicidad);
- Instalación a la que aplica;
- Cantidad: en m<sup>3</sup> GNL/mes y/o cisternas GNL por mes.

Con todas las programaciones recibidas hasta el día 20, el día 25 de cada mes, el operador de cada planta de regasificación de GNL fijará y comunicará la fecha de descarga de cada buque (ventana). Cada usuario recibirá la información relativa a sus correspondientes buques.

El procedimiento de descarga de buques se detallará en el protocolo de detalle correspondiente.

Diariamente, los usuarios proporcionarán a los operadores de las plantas de regasificación de GNL cualquier modificación sobre el programa mensual de descargas asignado.

3.6.3 Viabilidad de las programaciones de descarga de buques.—Los operadores de las plantas de regasificación podrán denegar aquellas programaciones de descarga de buques realizadas por los usuarios de sus instalaciones, cuando se ponga en peligro la seguridad del sistema o cuando el nivel de sus existencias en el momento de inicio de la descarga en la planta programada sea superior al mayor valor de las dos cantidades siguientes (expresadas en número de días de capacidad de regasificación contratada, con un factor de utilización del 100%):

El almacenamiento incluido en el peaje de regasificación.

El resultado de dividir la capacidad total de almacenamiento de GNL de la planta (m<sup>3</sup> de GNL) entre el total de capacidad de regasificación que se encuentre contratada (en m<sup>3</sup> GNL/día).

En cualquier caso, toda programación de descarga de buques estará limitada por la capacidad física de almacenamiento que se encuentre disponible en los tanques de GNL en cada momento, aunque los transportistas, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema, harán sus mejores esfuerzos para hacer la programación factible coordinando la operación de todas las plantas del sistema.

Lo dispuesto en este punto será asimismo de aplicación cuando debido a un intercambio comercial de GNL en tanque, o a cualquier otra causa, el nivel de almacena-

miento de un determinado usuario de la planta de regasificación sea superior al mayor valor de los anteriormente establecidos.

3.6.4 Publicación de las programaciones de descarga de buques.—Una vez declarada viable la programación mensual de descarga de buques de gas natural licuado en las plantas de regasificación por los operadores, el Gestor Técnico del Sistema publicará la siguiente información para cada planta:

Número de buques previstos, por tamaño de buque.  
Cantidad de gas a descargar.

Ventanas libres de descarga si las hubiera, indicando para cada mes los días concretos en los que podría haber posibilidad de descarga de nuevos buques y posibles tamaños admisibles.

## NGTS-04 «Nominaciones»

### 4. Nominaciones

#### 4.1 Introducción.

4.1.1 Concepto de nominación.—Información que debe emitir cualquiera de los sujetos que hace uso de las instalaciones del sistema gasista en relación con el gas que estima introducir, extraer, suministrar o consumir en el día de gas, siguiendo el calendario establecido.

4.1.2 Sujetos obligados a realizar nominaciones.—Todos los sujetos, que utilicen las instalaciones de los operadores del sistema gasista estarán obligados a realizar nominaciones según los criterios que se desarrollan en estas Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Se considerarán afectados por esta obligación los responsables del suministro a tarifa y el propio Gestor Técnico del Sistema para las operaciones derivadas del cumplimiento de sus obligaciones.

Será necesario realizar nominaciones en los puntos que se relacionan a continuación:

Nominaciones a los distribuidores por parte de los usuarios:

Por los puntos de suministro en redes de distribución de presiones mayores o iguales a 4 bar;

De forma agregada por municipio o por punto de conexión transporte-distribución, según acuerden las partes, en redes de distribución de presiones menores a 4 bar.

Nominaciones entre distribuidores que estén conectados; estas nominaciones se realizarán de forma agregada por municipio o punto de conexión.

Nominación a los operadores de las redes de transporte o a los operadores de las plantas de regasificación de GNL por parte de los distribuidores:

Por los puntos de conexión entre las redes de transporte y las redes de distribución.

Por los puntos de conexión de plantas de regasificación de GNL para cargas de cisternas de GNL.

Nominaciones a los operadores de redes de transporte o a los operadores de las plantas de regasificación de GNL y/o de almacenamientos subterráneos por parte de los usuarios:

Por los puntos de entrada en plantas de regasificación de GNL y por los puntos de salida en las plantas para la carga de GNL en cisternas.

Por los puntos de entrada en redes de transporte y por las líneas directas.

Por los puntos de inyección/extracción de los almacenamientos subterráneos.

Nominaciones a los operadores de otras instalaciones del sistema gasista por parte de operadores de redes de transporte:

Por los puntos de conexión de sus redes de transporte con las otras instalaciones.

4.1.3 Condiciones generales.—Las nominaciones de puntos de entrada a la red de transporte tendrán carácter vinculante y los operadores tienen que adecuarse a dicha nominación una vez aceptada.

El usuario emitirá una nominación por cada punto del sistema gasista de los relacionados previamente en los que dicho usuario tenga capacidad contratada y dentro de los periodos de nominación correspondientes. En caso de falta de nominación en el horario establecido se considerará como nominación la última programación semanal realizada que afectaba al día en cuestión.

Cuando un usuario disponga de varios contratos de acceso sobre una misma instalación, el usuario deberá especificar sobre la cantidad que de dicha nominación se aplica a cada uno de ellos.

Los operadores del sistema gasista podrán aceptar una nominación por encima de la capacidad contratada, siempre que exista capacidad disponible, sin que ello suponga un aumento de la capacidad contratada. El criterio de reparto, para el caso de solicitudes coincidentes, será proporcional a la capacidad contratada.

El titular de la instalación de transporte correspondiente y en su caso el Gestor Técnico del Sistema podrán rechazar las nominaciones recibidas en caso de que dichas nominaciones supongan que el volumen correspondiente al almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte del usuario que ha realizado las nominaciones supere el almacenamiento incluido en el peaje de transporte y distribución, descontando el nivel mínimo de llenado de los gasoductos.

Toda nominación tendrá que ser aceptada o denegada, según se indica en el apartado 4.8, dentro de los límites horarios marcados para tal fin. En caso de que no haya comunicación en contra, una nominación emitida se supone aceptada.

El mecanismo de comunicación de las nominaciones incluirá el acuse de recibo a los usuarios.

En caso de que se haya denegado una nominación se tendrá en cuenta lo previsto en el punto 4.6.

En caso de que durante el proceso de nominación ocurran indisponibilidades no programadas se tendrá en cuenta lo previsto en el punto 4.7.

El Gestor Técnico del Sistema enviará de forma periódica a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía la siguiente información:

1. Nominaciones realizadas, validadas, rechazadas y concedidas.
2. Capacidad nominada y disponible para cada instalación.

#### 4.2 Procedimientos de nominación.

4.2.1 Nominaciones a los distribuidores por parte de los usuarios.—Los usuarios enviarán al operador de cada red de distribución una nominación por el consumo previsto en sus redes. Las nominaciones se realizarán según lo indicado en 4.1.2.

Los consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados (de acuerdo con definición incluida en la NGTS-02) nominarán su consumo con alcance horario. El resto de los consumidores nominará con alcance diario.

Los operadores de la red de distribución, teniendo en cuenta las nominaciones realizadas por los usuarios y considerando su correspondiente consumo a tarifa, validarán la viabilidad de la operación del sistema relacionada con las nominaciones.

Cuando la Operación Normal del Sistema relacionada con una o varias nominaciones no sea viable y se denie-

que, el operador comunicará a los usuarios afectados que les ha sido asignada la capacidad contratada.

Cuando la operación del Sistema relacionada con las nominaciones sea viable, el operador de la red de distribución confirmará las nominaciones a los usuarios implicados antes de la hora límite correspondiente (establecida en el apartado 4.5.1), y nominará al operador de la instalación a la que esté conectado según corresponda (ver apartado 4.2.2).

4.2.2 Nominación a los operadores de las redes de transporte o a los operadores de las plantas de regasificación de GNL por parte de los distribuidores.—Cuando la operación del sistema relacionada con las nominaciones en la red de distribución correspondiente sea viable, el operador de la red de distribución confirmará las nominaciones a los usuarios implicados antes de la hora límite correspondiente (véase punto 4.5.1) y nominará:

Al operador de la red de transporte a la cual está conectada su red de distribución, por los puntos de conexión entre ambas redes.

Al operador de la planta de regasificación de GNL para la carga de cisternas de GNL.

Estas últimas nominaciones se realizarán agrupadas por usuarios y consumo a tarifa.

Los operadores de la red de distribución nominarán por la parte correspondiente al consumo a tarifa en su red de distribución. La nominación del consumo a tarifa se basará en predicciones de demanda realizadas con métodos de eficacia contrastables y de reconocido prestigio, tal y como se describe en el protocolo de detalle correspondiente.

4.2.3 Nominaciones a los operadores de redes de transporte por parte de los usuarios.—El operador de una red de transporte recibirá de los usuarios las nominaciones asociadas a los puntos de entrada a su red de transporte y a los puntos de salida de la red de transporte, a excepción de los puntos de conexión de las redes de transporte con las redes de distribución, dentro del periodo correspondiente de recepción de nominaciones.

Los operadores de las redes de transporte, teniendo en cuenta las nominaciones realizadas por los usuarios y los distribuidores según el apartado 4.2.2, validarán la viabilidad de las nominaciones.

Cuando la Operación Normal del Sistema relacionada con una o varias nominaciones no sea viable y se deniegue, el operador comunicará a los usuarios correspondientes que les ha sido asignada la capacidad contratada.

Cuando la operación del sistema relacionada con las nominaciones sea viable, el operador confirmará las nominaciones a los usuarios y operadores implicados antes de la hora límite.

4.2.4 Nominaciones a los operadores de otras instalaciones del sistema gasista por parte de los usuarios.—Los operadores de otras instalaciones del sistema gasista: plantas de regasificación de GNL, almacenamientos subterráneos, gasoductos internacionales, o yacimientos, recibirán las nominaciones correspondientes por parte de los usuarios con contrato de acceso a estas instalaciones.

Si dicha comunicación se realiza dentro del periodo de recepción de nominaciones el usuario podrá volver a enviar la nominación correspondiente. En caso contrario deberá esperar al siguiente periodo de renominación.

Cuando la operación de la instalación relacionada con una o varias nominaciones no sea viable por superar la capacidad de la instalación y se deniegue, el operador se lo comunicará a los operadores y usuarios correspondientes prorrateándoles la capacidad solicitada de acuerdo a lo siguiente:

Se concederá la capacidad solicitada a todos los usuarios que hayan nominado una capacidad menor o igual a

la contratada. Para el resto se les concederá la contratada, repartiendo la capacidad sobrante de forma proporcional a la capacidad contratada.

Cuando la operación de la instalación relacionada con las nominaciones sea viable, el operador confirmará las nominaciones a los usuarios implicados antes de la hora límite correspondiente.

En el caso de los puntos de conexión entre las redes de transporte y las otras instalaciones del sistema gasista, los operadores de ambas infraestructuras deberán casar las entradas y salidas de gas en los puntos de conexión de sus instalaciones.

4.3 Contenidos.—Una nominación contendrá, como mínimo:

a) Nominaciones a los distribuidores por parte de los usuarios:

Fecha y hora de emisión de la nominación;  
Nombre y código de identificación del sujeto que realiza la nominación;  
Nombre y código de identificación del sujeto a la que va dirigida;  
Fecha para la que se nomina;  
Tipos de nominación;  
Clientes conectados a redes de presión superior a 4 bares;  
Identificación del cliente (si está conectado a red de AP);  
Identificación de la red de AP a la que está conectado el cliente;  
Consumo previsto en kWh/día.  
Clientes conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bares:

Punto de conexión transporte-distribución o municipio, según acuerden las partes;  
Consumo previsto en kWh/día.

En el caso de nominaciones entre distribuidores, los datos se darán agregados.

b) Nominaciones a los operadores de las redes de transporte por parte de los distribuidores:

Fecha y hora de emisión de la nominación;  
Nombre y código de identificación del sujeto que realiza la nominación;  
Nombre y código de identificación del sujeto a la que va dirigida;  
Fecha para la que se nomina;  
Nominaciones por salida de transporte a distribución:

Agrupado por comercializadora (kWh/día) para presiones superiores a 4 bar e inferiores o iguales a 4 bar.

Agrupado por distribuidora para mercado a tarifa (kWh/día) para presiones superiores a 4 bar e inferiores o iguales a 4 bar.

Agrupado para el total por salida transporte-distribución (kWh/día).

4.4 Renominaciones.—Una renominación es una revisión de una nominación previamente aceptada. Las renominaciones se enviarán al transportista y al distribuidor afectados simultáneamente.

La renominación tendrá el mismo contenido y formato que la nominación y seguirá el mismo procedimiento general en cada caso.

La renominación se realizará en los periodos de renominación marcados a tal fin (ver 7.5.2).

Para nominaciones de consumidores finales, sólo se podrá renominar en el caso de consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados (de acuerdo con definición incluida en la NGTS-02).

La aceptación de una renominación anulará en todo o en parte a la nominación.



La renominación realizada en el día previo al día de gas podrá afectar a todo el periodo horario del día de gas.

La renominación realizada en el día de gas afectará al periodo horario que va de las 12h a las 24 h.

En concreto, para los consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados (de acuerdo con definición incluida en la NGTS-02) se cambiará la nominación para ese periodo horario hora por hora. Para el resto de usuarios y dado que la renominación afecta a medio día, se considerará que sólo afecta a la parte del periodo diario posterior a las 12h del día de gas. Se dividirá el valor total de la renominación entre 24 y se multiplicará por las 12 horas que restan para finalizar el día.

Los usuarios que nominen por consumos relacionados con la producción de energía eléctrica, en el caso de que dicha producción eléctrica se negocie y se acepte en el «pool» eléctrico, podrán renominar tantas veces como su mercado intradiario lo haga necesario. Excepcionalmente en este caso y para el correcto funcionamiento del sistema gasista, se enviará la nominación en paralelo a los transportistas y al Gestor Técnico del Sistema. Dicha nominación se aceptará o denegará en la hora siguiente al momento de su nominación.

4.5 Calendario.—Se considerarán los siguientes periodos y horarios para realizar la nominación y renominación.

#### 4.5.1 Día previo de gas.

##### a) Nominaciones:

a) Nominaciones a los distribuidores por parte de los usuarios:

Periodo de recepción de nominaciones: Hasta las 10 h;  
Periodo de validación: Hasta las 12 h;  
Hora límite de confirmación de nominaciones: 12 h.

##### b) Resto de nominaciones:

Periodo de recepción de nominaciones: Hasta las 14 h;  
Periodo de validación: Hasta las 17 h;  
Hora límite de confirmación de nominaciones: 17 h.

##### b) Renominaciones:

1. Renominaciones a los distribuidores y transportistas por parte de los consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados (de acuerdo con definición incluida en la NGTS-02):

Periodo de recepción de renominaciones y validación: hasta las 17:30 h;  
Hora límite de confirmación de renominaciones: 18 h.

##### 2. Resto de renominaciones:

Periodo de recepción de renominaciones y validación: hasta las 18:30 h;  
Hora límite de confirmación de renominaciones: 19 h.

En caso de que, a causa de incidencias, se produjeran renominaciones recibidas transcurrido el período de recepción de las mismas, se efectuarán esfuerzos para tener en cuenta las modificaciones solicitadas.

#### 4.5.2 Día de gas. Renominaciones.

a) Renominaciones a los distribuidores y transportistas por parte de los usuarios:

Periodo de recepción de renominaciones y validación: hasta las 9:30 h;  
Hora límite de confirmación de renominaciones: 10 h.

##### b) Resto de renominaciones:

Periodo de recepción de renominaciones y validación: hasta las 11:30 h;  
Hora límite de confirmación de renominaciones: 12 h.

En caso de que, a causa de incidencias, se produjeran renominaciones recibidas transcurrido el período de recepción de las mismas, se efectuarán esfuerzos para tener en cuenta las modificaciones solicitadas.

En todo caso, estos procesos de confirmación se coordinarán entre todos los operadores del sistema gasista y el Gestor Técnico del Sistema.

4.6 Asignación de nominación o renominación en caso de denegación.—En caso de denegación de una nominación y ante la falta de una nueva nominación al final del periodo de nominación se seguirá el siguiente procedimiento:

Se asignará como nominación la última programación semanal para el día de gas correspondiente.

El operador comprobará la viabilidad de las nominaciones.

En caso de ser viable quedará asignada la programación.

En caso de no ser viable:

Si no hay indisponibilidad, se asignará como nominación la capacidad contratada.

Si hay indisponibilidad se estará a lo dispuesto en el punto 4.7.

En caso de denegación de una renominación, se aplicará el procedimiento anteriormente descrito a la última nominación existente.

4.7 Asignación de nominación en caso de indisponibilidades de determinadas instalaciones no programadas.—En caso de indisponibilidades no programadas se seguirá el siguiente procedimiento:

Se asignará como nominación la última programación para el día de gas correspondiente.

El operador comprobará la viabilidad de las nominaciones.

En caso de ser viable quedará asignada como nominación la programación.

En caso de no ser viable se asignará como nominación la capacidad disponible. La asignación de capacidad disponible será proporcional a la capacidad contratada por cada usuario.

4.8 Denegación de una nominación o renominación.—Son posibles causas de denegación de una nominación o renominación las siguientes:

La nominación ha sido enviada fuera del periodo marcado para este fin;

El usuario no está reconocido en el punto de entrada o punto de salida para el que se nomina;

El usuario no dispone de existencias en el sistema, o bien para afrontar la nominación necesita disminuir su almacenamiento por debajo de las existencias mínimas operativas necesarias para garantizar el funcionamiento del sistema;

Las nominaciones efectuadas por cada usuario se denegarán si no se cumplen los balances que se indican en el apartado 7.2, en tal caso se avisará al usuario correspondiente para que normalice su situación;

Indisponibilidad justificada en determinadas instalaciones que afecte a la capacidad total o parcial del sistema gasista.

Una renominación puede ser denegada por las mismas causas que una nominación.

La denegación de una nominación o renominación irá acompañada del motivo de denegación.

4.9 Viabilidad de las programaciones y nominaciones.—El Gestor Técnico del Sistema, en función de los balances comerciales provisionales de cada sujeto, y de las programaciones mensuales, semanales y nominaciones recibidas, analizará la viabilidad de las mismas.

Podrá no ser viable alguna de las programaciones o nominaciones recibidas en el caso de que:

En programaciones semanales y diarias (nominaciones), se produjese una fuerte desviación entre las cantidades programadas o nominadas y la actualización de las mediciones que se vayan conociendo durante la generación de los balances provisionales de cada usuario, y que afecten a sus existencias operativas. Para reducir el alcance de este problema, el Gestor Técnico del Sistema deberá disponer de la información telemétrica de los consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados (de acuerdo con definición incluida en la NGTS-02).

A través del distribuidor dispondrá de información del reparto más actualizado del resto de los clientes.

En el caso de programaciones mensuales, si la diferencia entre entradas y salidas al sistema de transporte pudiesen, a juicio del Gestor Técnico del Sistema, afectar por exceso o defecto a la operativa del sistema de transporte.

## NGTS-05 «Medición»

### 5. Medición

5.1 Propósito y alcance de la medición.—El objeto de las mediciones es el determinar la cantidad y calidad de los flujos de gas en todos aquellos puntos de sistema gasista en que sea legalmente preceptivo o se considere necesario, a fin de efectuar de forma precisa y correcta las siguientes funciones y actividades:

La supervisión y gestión de control integral de la operación del sistema gasista.

Los repartos y balances a los que se refieren las correspondientes Normas de Gestión Técnica del Sistema.

La facturación de las entregas de gas efectuadas entre los sujetos que operan en el sistema.

La facturación de los suministros efectuados a consumidores finales por parte de distribuidores y comercializadores.

La facturación de los servicios de ATR (acceso de terceros a las instalaciones gasistas) prestados por los titulares de las instalaciones que componen el sistema a los usuarios de los mismos.

El seguimiento de programaciones y nominaciones así como el análisis de las viabilidades de las mismas.

A este fin, el alcance de estas normas se hace extensivo a todos aquellos aspectos exigibles a los equipos de medida y los procedimientos de medición, así como a aquellos relacionados con el control metrológico establecido en la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología. Caso de no existir legislación específica al respecto se cumplirá con la norma UNE correspondiente.

Además, para poder efectuar el necesario seguimiento, se realizarán mediciones y análisis para determinar la cantidad y calidad del gas transportado, regasificado, descargado, distribuido o almacenado por las instalaciones correspondientes. Se mantendrá un registro histórico de resultados de mediciones y análisis durante cuatro años.

5.2 Criterios generales relativos a los sistemas y procedimientos de medición.—Los criterios generales que reglarán la elaboración del protocolo de detalle correspondiente y cualquier sistema y procedimiento de medición que se desarrolle serán los siguientes:

La instalación de medida contará con los equipos necesarios para la correcta medida de la cantidad entregada y, en su caso, de la calidad del gas.

Por lo general, las instalaciones de medida no dispondrán de los equipos para la determinación de las características del gas entregado. En este caso, los parámetros

necesarios para establecer la calidad se obtendrán de otro punto del sistema, aceptado por los sujetos involucrados, que sí disponga de este tipo de equipos y que esté recibiendo gas de calidad igual o similar y que cuente con los equipos pertinentes.

Sólo serán válidos los equipos y procedimientos de medida y determinación de la calidad que estuvieran expresamente referenciados en el correspondiente protocolo de medición. Dichos equipos y procedimientos estarán sometidos al control metrológico del Estado y, en su caso, cumplirán con las normas UNE-EN que les sean de aplicación.

Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores que carezcan de equipo de corrección, m<sup>3</sup>, a la unidad de medida establecida en las tarifas y peajes, kWh, se utilizará un coeficiente, que deberá tener en cuenta las condiciones de medida del punto de suministro y el poder calorífico superior (PCS) en fase gas medido a 0 °C y 1,01325 bar. Dichos coeficientes deberán detallarse en la facturación de cesión de gas para su venta a tarifa y en la de las tarifas y peajes como variables que sirven de base para el cálculo de las cantidades resultantes. A estos efectos el Gestor Técnico del Sistema deberá comunicar mensualmente a la Comisión Nacional de Energía y a las empresas distribuidoras y comercializadoras los coeficientes a aplicar a los clientes en las distintas zonas geográficas, así como la justificación de los mismos. Las empresas distribuidoras publicarán la información del PCS y factores de corrección aplicables a los consumidores para cada municipio.

En relación con la instalación de los equipos de medida, su mantenimiento y cualquier operación relacionada con ellos, se respetará en todo momento la normativa de seguridad aplicable, así como la correspondiente y exigible en las instalaciones en que tales equipos estuviesen situados.

Los sistemas y equipos de medida y análisis de calidad estarán sujetos a las verificaciones establecidas por la legislación de control metrológico, para comprobar que se mantienen sus características metrológicas dentro de los niveles de exactitud y fiabilidad establecidos.

El titular de la instalación de medida deberá disponer de los equipos de telemetría correspondientes cuando su nivel de consumo o características de la red a la que se encuentre conectado lo haga necesario según la legislación vigente. Los equipos de telemetría deberán ser compatibles con los sistemas de gestión de telemetría del distribuidor y/o transportista, permitiendo así la comunicación para transmisión de datos al mismo.

Las instalaciones de medida dotadas de un sistema de telemetría permitirán la visualización de los parámetros de entrega de gas en campo y desde el centro gestor de telemetría del distribuidor y/o transportista que entrega gas a esas instalaciones.

Para la determinación de las cantidades y calidades finales entregadas, confirmación metrológica de los sistemas de medida o cualquier otra comprobación que pudiera acordarse, los sujetos del sistema podrán designar sus representantes respectivos, los cuales actuarán en nombre de sus correspondientes empresas y de acuerdo a lo establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Los sujetos afectados notificarán, de forma escrita, a los restantes sujetos implicados la designación de sus representantes o aquello que se establezca en caso de que los representantes no puedan cumplir con los deberes de las presentes Normas de Gestión Técnica del Sistema. Cualquier cambio de representante deberá ser notificado al resto de los sujetos implicados de forma escrita.

Cualquier modificación de los procedimientos de cálculo y control de la cantidad y calidad del gas, sustituirá

ción de algún equipo de medida y calidad de los patrones, será acordada entre las partes afectadas por la medida.

En el caso en el que aparezcan nuevos procedimientos, normas o instrumentos de medida en el ámbito de cantidad y calidad de gas, que proporcionen mayor fiabilidad, precisión o rapidez y sean económicamente rentables, el titular de la instalación de medida y el resto de las partes (incluyendo el Gestor Técnico del Sistema) se comprometen a estudiar la posibilidad de utilizar estos procedimientos, normas o instrumentos de medida, o de sustituir a los ya utilizados.

## NGTS-06 «Repartos»

### 6. Repartos

#### 6.1 Condiciones generales.

6.1.1 Principios para el reparto.—El reparto será la asignación del gas transportado, regasificado, distribuido o almacenado por los distintos sujetos del sistema gasista involucrados, realizado por los operadores de las instalaciones en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema.

Los repartos se realizarán con detalle diario, tanto para el mercado liberalizado como para el mercado a tarifa, en función de las mediciones y/o de las nominaciones y/o de las estimaciones.

El reparto se considerará definitivo cuando se disponga de toda la información necesaria para su asignación. En caso contrario se considerará provisional.

Este proceso será realizado por el responsable del reparto mediante los protocolos de detalle correspondientes, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema y darán el mismo tratamiento al mercado regulado y al mercado liberalizado.

Todos los procedimientos de reparto de transportistas y distribuidores serán públicos y reproducibles por los distintos sujetos del sistema.

De manera transitoria y hasta la aprobación de los protocolos de detalle con los procedimientos de reparto comunes para todo el sistema, los distribuidores y transportistas deberán publicar los procedimientos de reparto y perfiles de consumos, y comunicarlos a todos los usuarios y a la Comisión Nacional de Energía en el plazo de tres meses a partir de la publicación de estas normas.

El procedimiento de reparto utilizado por cada distribuidor o transportista será facilitado a todos los usuarios en el plazo de tres meses a partir de la publicación de estas normas.

Cualquier modificación a los procedimientos será comunicada por el distribuidor a los usuarios afectados con un mes de antelación.

Todos los procedimientos de reparto serán remitidos a la Comisión Nacional de Energía que resolverá las discrepancias que se pudieran presentar.

En caso de discrepancias, los comercializadores podrán consultar a los responsables de la elaboración del reparto la información de detalle.

#### 6.2 Procedimiento de reparto.

6.2.1 Repartos en puntos de conexión de la red de transporte con la red de distribución.

6.2.1.1 Reparto provisional.—El reparto provisional se realizará de forma prioritaria sobre la base de la información telemétrica de clientes y, en caso de no estar disponible la telemétrica, sobre estimaciones del distribuidor basadas en: la telemétrica de puntos de entrega entre redes, las nominaciones, las variables climatológicas reales del día de consumo y los consumos históricos, perfiles de consumo y otras variables.

El reparto provisional se enviará por el distribuidor al Gestor Técnico del Sistema, de forma agregada, antes de

las 14:00 h del segundo día laborable posterior al día de consumo y sustituirá a la asignación previa.

En caso de discrepancia, el distribuidor aportará la información de detalle del reparto provisional a solicitud del comercializador en un plazo máximo de tres días posteriores al día de consumo.

6.2.1.2 Reparto definitivo.—Para realizar repartos definitivos en los puntos de conexión de las redes de transporte con las redes de distribución, se considerará para cada usuario y para cada red de distribución un punto de conexión con la red de transporte y se supondrá que todo el gas se entrega al usuario correspondiente por ese punto.

El reparto para cada usuario en el punto de conexión con la red de transporte será:

En el caso de comercializadores, coincidirá con la suma de las mediciones, o en su caso estimaciones, realizadas en los puntos de suministro a cada uno de los clientes a los cuales suministra incrementadas en las mermas de distribución correspondientes.

En el caso de consumidores que aporten gas al sistema que se suministren por sí mismos, la asignación en el punto de conexión con la red de transporte coincidirá con la medición en el punto de suministro o en su caso estimación, incrementadas en las mermas de distribución correspondientes.

En el caso de distribuidores conectados a redes de otros distribuidores, coincidirá con la medición en el punto de entrega al distribuidor aguas abajo.

En el caso del reparto para el mercado a tarifa coincidirá con la suma de las mediciones, o en su caso estimaciones, realizadas en los puntos de suministro a cada uno de los clientes a tarifa del distribuidor, incrementadas en las mermas de distribución correspondientes.

Se asignarán al distribuidor, como operador de la red de distribución, las diferencias entre:

La suma de las mediciones realizadas en cada uno de los puntos de conexión de la red de transporte con cada red de distribución, y

La suma de los repartos asignados a cada usuario de la red de distribución.

El reparto definitivo se enviará por el distribuidor al transportista y al Gestor Técnico del Sistema, de forma agregada por punto de conexión transporte-distribución antes del decimoquinto día laborable del mes siguiente al que hace referencia.

#### 6.2.2 Repartos en redes de distribución alimentadas con plantas satélites de GNL.

6.2.2.1 Repartos provisionales.—El reparto provisional relativo al consumo en las redes suministradas a través de una planta satélite de GNL será realizado por el titular de la planta de regasificación que ha expedido la cisterna de GNL a la planta satélite, sobre la base de los datos aportados por el distribuidor o estimaciones propias. Dichos repartos deberán ser enviados por el titular de la planta de regasificación al Gestor Técnico del Sistema.

6.2.2.2 Repartos definitivos.—Para realizar los repartos definitivos relativos al consumo en las redes suministradas a través de una planta satélite de GNL, se seguirá el mismo criterio que para el reparto en puntos de conexión entre red de transporte y red de distribución.

En el caso de comercializadores, el reparto para cada usuario de una planta satélite de GNL de distribución coincidirá con la suma de las mediciones o estimaciones, realizadas en los puntos de suministro de cada uno de los clientes a los que suministra, añadiendo en todos los casos el porcentaje de mermas y autoconsumos reconocidos para esta actividad.

El reparto para el operador de la red de distribución en relación con el gas entregado para los consumidores a tarifa se calculará como diferencia entre:

La suma de las mediciones realizadas en cada una de las cargas de cisternas destinadas a la planta satélite de GNL de distribución por parte del distribuidor y de cada uno de los comercializadores que tengan clientes en esa red, y

La suma de los repartos asignados a cada usuario de la red de distribución alimentada a través de la planta satélite de GNL, calculados según el procedimiento considerado en éste.

El reparto definitivo se enviará por el distribuidor al titular de la planta de regasificación que ha aprovisionado a la planta satélite, de forma agregada.

**6.2.3 Repartos en otros puntos del sistema gasista.**—Para los siguientes puntos:

Puntos de conexión con gasoductos internacionales.

Puntos de conexión con almacenamientos.

Puntos de conexión con yacimientos.

Puntos de conexión con planta de regasificación de GNL.

Puntos de conexión con gasoductos de transporte de otros transportistas.

Punto de conexión con el almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte incluido en tarifa.

Puntos de conexión con líneas directas.

Todos los procedimientos de reparto de transportistas serán públicos y reproducibles por los distintos sujetos del sistema.

De manera transitoria y hasta la aprobación de los protocolos de detalle con los procedimientos de reparto comunes para todo el sistema, los transportistas deberán publicar los procedimientos de reparto y perfiles de consumos, y comunicarlos a todos los usuarios y a la Comisión Nacional de Energía en el plazo de tres meses a partir de la publicación de estas normas.

**6.3 Regularizaciones a los repartos definitivos.**

**6.3.1 Regularizaciones a los repartos definitivos en puntos de conexión de la red de transporte con la red de distribución y en redes de distribución alimentadas desde planta satélite de GNL**

Los repartos definitivos entregados cada mes incluirán las regularizaciones sobre los repartos definitivos entregados en los seis meses anteriores con indicación del mes de consumo a que hacen referencia.

Las regularizaciones de facturación correspondientes a períodos de repartos definitivos cerrados se imputarán al último reparto definitivo abierto.

**6.3.2 Regularizaciones a repartos definitivos en el resto de puntos de conexión.**—Las regularizaciones en el resto de puntos de conexión se calcularán e imputarán mediante acuerdos de los transportistas y usuarios afectados y se imputarán siempre al último balance comercial diario no cerrado.

**6.4 Responsabilidades.**—Como regla general se establece que:

El operador de la red de distribución correspondiente será el responsable de hacer los repartos en el punto de conexión de la red de transporte con la red de distribución;

Para los puntos de conexión con gasoductos de transporte de otros transportistas y con gasoductos internacionales el responsable del reparto se acordará entre los transportistas interconectados;

Para los puntos de conexión con líneas directas, el responsable del reparto será el transportista;

Para el resto de los puntos indicados en 6.2.3, el responsable será el titular de la unidad de medida.

## **NGTS-07. «Balance»**

### **7. Balance**

#### **7.1 Conceptos generales.**

**7.1.1 Balances periódicos individualizados.**—El Gestor Técnico del Sistema realizará balances periódicos individualizados para todos y cada uno de los sujetos que utilicen las instalaciones del sistema gasista. Estos balances contendrán toda la información relativa al cómputo energético de las entradas y salidas, nivel de existencias y nivel de autonomía y serán puestos a disposición de los usuarios a través de medios telemáticos.

Se publicarán dos tipos de información:

**Balance diario o balance (n+2):** Este balance se elaborará de forma diaria y agregada para cada usuario con la información de los repartos provisionales realizados. Tiene como objetivo el control y la ayuda en la gestión de las existencias de los usuarios en el sistema gasista, así como la identificación de los sujetos en situación de desbalance. El balance tendrá el siguiente desglose:

**Balance diario de gestión del almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte.**

Balance diario en plantas de regasificación.

Balance diario en almacenamientos subterráneos.

**Información detallada de repartos definitivos:** Esta información se elaborará por el Gestor Técnico del Sistema de forma mensual y detallada por día y por usuario. El principal objetivo de esta información es el cuadro de los balances con la información de facturación de gas. La información incluirá el detalle de las posibles regularizaciones, correspondientes a meses anteriores.

El balance diario para cada usuario, como mínimo, el siguiente detalle:

Movimiento y Balance de GNL en plantas de regasificación, expresado en kWh para cada una de las instalaciones en las que opere el sujeto en cuestión.

Movimiento y Balance de gas natural (GN) en redes de transporte y en almacenamientos, considerando el cómputo energético.

**7.1.2 Balances físicos por instalación.**—Complementariamente, los operadores del sistema gasista deberán realizar balances físicos del gas que transita por sus instalaciones. Tendrán como finalidad:

Garantizar la correcta operación de los sistemas.

Controlar y minimizar el volumen de las mermas asociadas a las correspondientes operaciones.

Los balances físicos por instalación tendrán en cuenta las mediciones efectuadas en los diferentes puntos y proporcionarán el volumen de gas entregado a lo largo del mes en cada punto de entrada y salida de las instalaciones de transporte, o, en su caso, de la red de distribución, y el Poder Calorífico Superior correspondiente, obtenido del cromatógrafo definido como punto de control de calidad de gas asociado.

Los balances físicos relativos a las instalaciones de regasificación y transporte, serán supervisados por el Gestor Técnico del Sistema, quién determinará su alcance y periodicidad en función de su incidencia en la operación del Sistema.

#### **7.2 Balance Diario (n+2).**

**7.2.1 Requisitos generales.**—El balance diario se elaborará para cada día de gas, dándose a conocer a los usuarios y sujetos afectados antes de las 22 h. del segundo día laborable posterior al día de gas.

Todas las comunicaciones entre aquéllos y el Gestor Técnico del Sistema se realizarán a través del Sistema Logístico SL-ATR dispuesto para este fin.

El balance comercial diario se realizará conforme a lo indicado a continuación, con la mejor información de repartos disponible.

Para cada uno de los usuarios (incluyendo los responsables del suministro a tarifa), el Gestor Técnico del Sistema cuantificará y notificará, en su caso, para cada usuario los siguientes extremos:

Balance diario de gas almacenado en tanques de plantas de regasificación: Un balance de GNL por instalación, cuantificando las existencias iniciales y finales en términos de energía (kWh) y de volumen (m<sup>3</sup> de GNL), en función de los datos disponibles de las entradas, salidas, mermas, autoconsumos e intercambios entre sujetos, incluyendo los talones.

Los datos para su elaboración se tomarán del Sistema Logístico SL-ATR y serán aportados a éste por los operadores de las respectivas instalaciones, estableciéndose el correspondiente Balance, de acuerdo a la siguiente expresión y detalle:

Ex. Inic + Entradas - (Mermas + Autoconsumos) - Salidas -  
- Ex. Final + Intercambios = 0

A estos efectos, las entradas se calcularán como la suma de las cantidades asignadas al respectivo sujeto en los puntos de entrada a cada instalación, obteniéndose las Salidas como la suma de las cantidades regasificadas, establecidas en función de la nominación efectuada, de las cantidades efectivamente entregadas en forma de GNL y las cargas de buques efectuadas.

Las existencias finales determinan la cantidad de gas propiedad del sujeto afectado a las 24:00 horas de cada día de gas en las correspondientes instalaciones. A los efectos oportunos, las existencias finales se expresarán en días equivalentes de capacidad contratada en la correspondiente instalación.

Los intercambios representan el saldo, positivo o negativo, del usuario por compra-venta e intercambios de existencias de GNL en la planta con otros usuarios de la planta en el día analizado.

Balance diario de gestión del almacenamiento en la red de gasoductos de transporte: Un Balance de gas natural (GN) determinando las existencias finales, cuantificadas en términos de energía (kWh) y en días equivalentes a las cantidades contratadas, propiedad del usuario y calculadas en función de existencias iniciales y los datos de las entradas por instalación y salidas en la red de transporte desagregadas por grupo distribuidor, incluyendo mermas, autoconsumos, el nivel mínimo de llenado de gasoductos y los intercambios entre sujetos.

Los datos para su elaboración se tomarán del Sistema Logístico SL-ATR.

El balance se elaborará de acuerdo a la siguiente expresión y detalle:

Ex. Inic + Entradas - (Mermas + Autoconsumos) - Salidas -  
- Ex. Final + Intercambios = 0

Las Entradas se calcularán como la suma de las cantidades asignadas en los puntos de entrada a la red de transporte desde las plantas de regasificación, almacenamientos y conexiones internacionales.

Las salidas se calcularán como la suma de las cantidades asignadas en los puntos de salida de la red de transporte.

Las existencias finales resultantes determinan la cantidad de gas propiedad del usuario a las 24:00 h de cada día de gas en las instalaciones correspondientes.

Los intercambios representan el saldo, positivo o negativo, del usuario por compra-venta e intercambios de

existencias de gas natural (GN) con otros usuarios del sistema de transporte en el día analizado.

Balance diario de gas en instalaciones subterráneas de almacenamiento: Un Balance de gas natural (GN) determinando las existencias finales, cuantificadas en términos de energía (kWh), propiedad del usuario y calculadas en función de existencias iniciales y los datos de las inyecciones y extracciones a la red de transporte, mermas, autoconsumos e intercambios entre sujetos.

Los datos para su elaboración se tomarán del Sistema Logístico SL-ATR y serán aportados a éste por los operadores de las respectivas instalaciones, estableciéndose el correspondiente Balance, de acuerdo a la siguiente expresión y detalle:

Ex. Inic + Inyecciones - (Mermas + Autoconsumos) -  
- Extracciones - Ex. Final + Intercambios = 0

Las existencias finales resultantes determinarán la cantidad de gas propiedad del usuario a las 24:00 h de cada día de gas en las instalaciones correspondientes.

Los intercambios representan el saldo, positivo o negativo, del usuario por compra-venta e intercambios de existencias de gas natural (GN) con otros usuarios de los almacenamientos en el día analizado.

7.2.2 Revisiones al balance diario (n+2).-Los sujetos afectados podrán solicitar revisiones al balance de cada día de gas.

Si no se produjera objeción alguna referente a los balances diarios emitidos, antes de transcurridos cinco días laborables de su emisión, tales balances se entenderán aceptados por el usuario.

Caso de objeción a los mismos, la solicitud de revisión contendrá:

Concepto del Balance que el usuario estima erróneo.

Motivo por el que, a su juicio, se ha producido el error.

En los dos días hábiles siguientes a la petición de la revisión del balance diario, el Gestor Técnico del Sistema dará respuesta a las peticiones de revisión recibidas. En consecuencia, el balance de un mes natural quedará cerrado el noveno día hábil del mes siguiente.

Una vez se conozca el reparto definitivo, éste no modificará el balance diario cerrado.

7.2.3 Regularizaciones al balance diario por el reparto definitivo.-Una vez se ha obtenido el reparto definitivo y las regularizaciones a repartos definitivos anteriores, se calculará la regularización del balance diario, que tendrá en cuenta la diferencia entre el reparto definitivo de un mes con respecto al reparto provisional de ese mismo mes, así como las regularizaciones a repartos definitivos anteriores.

Estas diferencias se imputarán repartidas por igual en cada uno de los días del mes natural siguiente al del día que se comuniquen a los usuarios y formarán parte del reparto a todos los efectos.

7.3 Información detallada de repartos definitivos.

El Gestor Técnico del Sistema publicará en el SL-ATR (Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red) información detallada de repartos definitivos con un desglose por comercializador, día y punto de conexión transporte-distribución, así como el detalle de las regularizaciones sobre el balance diario y el mes de imputación.

Dicha información se publicará antes del vigésimo día hábil del mes siguiente al de reparto definitivo.

**NGTS-08. «Plan de mantenimiento»****8. Plan de mantenimiento****8.1 Mantenimientos e intervenciones.**

El mantenimiento incluye todas aquellas actividades de inspección, control, intervención y/o reparación, destinadas a mantener las instalaciones del sistema gasista en condiciones de seguridad y funcionamiento óptimas. El mantenimiento puede ser preventivo o correctivo, pudiendo ser este último planificado o no planificado. Las emergencias pueden dar lugar a un mantenimiento correctivo no planificado. Salvo imposibilidad técnica manifiesta, toda planificación de mantenimiento se realizará teniendo en cuenta el requisito de mantener la continuidad del servicio y la programación anual de descargas de buques.

Los distribuidores y los transportistas deberán mantener el suministro de forma permanente a los consumidores conectados a su red, si bien para efectuar tareas de mantenimiento, reparación, sustitución o ampliación de las instalaciones podrán realizar cortes temporales de suministro de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente.

Al objeto de valorar y reducir, si procede, las consecuencias de los trabajos planificados, los sujetos involucrados podrán acordar la forma más conveniente de actuar, cuando sea posible, desde el punto de vista técnico, operativo y de seguridad.

En caso de concurrencia de intervenciones de varios sujetos que puedan afectar a la Red Básica o de transporte secundario, o falta de consenso en los planes de mantenimiento, el Gestor Técnico del Sistema propondrá la mejor solución posible comunicándola a todos los sujetos implicados y en su caso a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

**8.2 Planificación de mantenimiento.**

Los operadores de las instalaciones de transporte y distribución dispondrán de sus correspondientes planes de mantenimiento. Este plan recogerá un año de gas.

**8.3 Repercusiones del plan de mantenimiento.**

El plan de mantenimiento puede tener como repercusiones principales:

Cortes de suministro planificados en la Red Básica y de transporte secundario.

Restricciones en puntos de entrada al sistema gasista.

Restricciones en puntos de salida del sistema gasista.

Restricciones de caudales: condiciones específicas de presión y caudal.

Restricciones de capacidad en el sistema gasista.

En el caso de operaciones especiales que requieran determinadas condiciones de flujo, se pedirá la colaboración de los usuarios, transportistas o distribuidores, para la consecución de dichas condiciones de presión y caudal con el fin de minimizar el tiempo de modificación o corte de suministro.

**8.4 Información proporcionada sobre el plan de mantenimiento al resto de los sujetos.**

Los operadores de las redes de la Red Básica y de transporte elaborarán antes del 1 de noviembre, la programación de las actividades que requieran o puedan ocasionar restricciones operativas en sus instalaciones para el año siguiente. En ella se recogerá, al menos:

Tipo de intervención o mantenimiento.

Instalación.

Consumidores y otros sujetos afectados.

Fecha propuesta y duración estimada.

Repercusiones sobre la operación y el suministro.

El primer día hábil de noviembre los transportistas enviarán sus planes de mantenimiento al Gestor Técnico del Sistema.

Antes del 22 de noviembre el Gestor Técnico del Sistema confirmará la viabilidad de los planes de mantenimiento presentados por los transportistas o, en su caso, presentará las modificaciones necesarias para que sean incorporadas en los planes de mantenimiento presentados.

Antes del 30 de noviembre, los operadores de la Red Básica y de transporte secundario comunicarán a los sujetos afectados las operaciones de mantenimiento propuestas a lo largo del siguiente ejercicio.

En todo caso, dos semanas antes de la realización de cada mantenimiento o intervención, los operadores de las redes de transporte y distribución, volverán a informar a los sujetos afectados.

**8.5 Modificaciones del plan de mantenimiento.**

Cualquier modificación sobre el plan de mantenimiento, será comunicada lo antes posible a los sujetos implicados.

Si el plan de mantenimiento se modificase, por causa justificada, dentro de los 30 días anteriores a la fecha planificada, los sujetos afectados podrán presentar sus fechas alternativas que, en todo caso, deberán ser consensuadas entre las partes.

**NGTS-9. «Operación normal del sistema»****9. Operación normal del sistema****9.1 Consideraciones generales sobre la utilización y funcionamiento del sistema.**

El Gestor Técnico del Sistema dispondrá de los procedimientos operativos necesarios para realizar las funciones encomendadas, basándose en la información aportada por los sujetos que hacen uso del sistema, a través de las programaciones, nominaciones y repartos establecidos, así como de las predicciones de demanda. A partir de dicha información el Gestor Técnico del Sistema elaborará los siguientes documentos operativos:

Previsión de la oferta y la demanda de gas con horizonte anual y detalle mensual, desglosando las entradas y salidas del gas al sistema, funcionamiento de las plantas de regasificación y gestión de los almacenamientos, identificando los posibles excesos o déficit de gas del sistema y de cada uno de los sujetos afectados.

Esta previsión se actualizará tantas veces como la situación del sistema lo requiera, tomando en consideración la última información aportada por los sujetos.

Plan de operaciones con detalle diario y alcance mensual sobre el funcionamiento de todas las instalaciones de transporte recogiendo la información recibida a través de las programaciones y nominaciones de los transportistas. Recogerá, al menos, la organización de todas las entradas de gas al sistema, el movimiento de gas en las plantas de regasificación y almacenamientos, el desglose de los aprovisionamientos y niveles de inventario, así como la autonomía del sistema.

Este plan se actualizará cuando la situación del sistema lo requiera, teniendo en cuenta la información sobre los mantenimientos previstos o programados que afecten a la capacidad de las instalaciones del sistema, así como la última información aportada por los sujetos.

Adicionalmente, los operadores de las redes de transporte y distribución elaborarán sus correspondientes planes de operación con periodicidad anual para el año siguiente. Este procedimiento definirá los criterios de funcionamiento y actuación ante posibles eventualidades de las distintas redes de transporte y distribución con el fin

de garantizar que las condiciones de suministro sean las adecuadas.

A los efectos anteriores, se identificarán y comunicarán a los sujetos afectados las restricciones del sistema que afecten a la operación anual, mensual o diaria y se adoptarán las medidas pertinentes para anular o minimizar los efectos de aquellas. Estas restricciones se comunicarán al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la Comisión Nacional de Energía y a las Comunidades Autónomas afectadas en aquellos casos, que por su trascendencia, así se considerara por el Gestor Técnico del Sistema.

Estas restricciones se determinarán por instalación atendiendo a:

Capacidad.

Factor de utilización.

Condiciones de diseño.

Límites de seguridad, incluyendo al menos nivel mínimo de llenado y equipos de reserva.

Estacionalidad.

El Gestor Técnico del Sistema publicará de forma accesible para los agentes del sistema la siguiente información agregada:

Curvas de la demanda diaria real y prevista con detalle horario (real y previsto).

Previsión de demanda mensual del mercado convencional con detalle diario, antes del día 20 del mes anterior.

Actualizaciones de las previsiones de demanda cuando se produzcan variaciones significativas.

Demanda real atendida por días vencidos y acumulado mensual.

Demanda real atendida por meses vencidos y acumulada anual.

Plan de cobertura de la demanda de gas en invierno.

Programa anual de utilización de ventanas de descarga de buques en las plantas de regasificación.

Nivel agregado de existencias previstas en GNL, almacenamientos subterráneos y almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte y entradas de gas a la red de transporte con horizonte mensual y detalle diario, de acuerdo con la última programación viable.

Nivel de utilización de las plantas, incluyendo evolución histórica y previsiones futuras.

## 9.2 Operación Normal del Sistema.

Se entenderá que el sistema gasista se encuentra en situación de Operación Normal, cuando las variables básicas de control estén dentro de los rangos normales de operación del sistema.

Las variables básicas de control que determinan la situación del sistema gasista son:

la demanda de gas,

la capacidad disponible de gas en las entradas de gas natural al sistema, tanto gas natural (GN) como gas natural licuado (GNL),

la operatividad de las plantas de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL del sistema gasista, y de las estaciones de compresión, el flujo en los nudos del sistema y

las sobrepresiones o pérdidas de presión en los gasoductos y redes de transporte y distribución que sean críticos para el sistema gasista.

El Gestor Técnico del Sistema propondrá el procedimiento operativo para el cálculo de los rangos admisibles para los valores de las variables de control al objeto de definir en qué nivel de situación se encuentra el sistema en cada momento, para su inclusión como protocolo de detalle a estas Normas.

En operación normal de la Red Básica y de transporte secundario, las consignas e instrucciones que imparta el Gestor Técnico del Sistema a los diferentes sujetos estarán basadas en los procedimientos operativos definidos en 11.1, teniendo en cuenta los condicionantes técnicos y de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad de suministro que se establezcan.

Cualquier alteración de las condiciones de operación previstas, o en su caso emergencias, podrán dar lugar a una revisión del programa mensual y, por tanto modificar las consignas de operación originalmente impartidas. En el caso de que estas alteraciones afectasen a alguno de los sujetos, se informará de su alcance con la mayor brevedad y con la justificación debida, procurando minimizar su efecto sobre los suministros afectados.

Al objeto de garantizar el correcto funcionamiento de la Red Básica y de transporte secundario y realizar el seguimiento de la operación diaria, los operadores de las infraestructuras y el Gestor Técnico del Sistema dispondrán de un sistema de comunicaciones, de control, de gestión de la información y de herramientas de simulación, operativo durante las 24 horas del día.

Con el fin de que el Gestor Técnico del Sistema tenga conocimiento en todo momento de la situación del sistema, los diferentes operadores de las instalaciones de transporte le aportarán diariamente los partes de movimiento físico del gas vehiculado a través de sus instalaciones el día anterior. Asimismo, y con objeto de poder gestionar en todo momento posibles situaciones de operación excepcional o emergencia, el Gestor Técnico del Sistema deberá recibir de manera continua y en tiempo real los principales parámetros de todas las entradas al sistema, así como de los puntos de conexión entre las distintas redes de transporte.

El Gestor Técnico del Sistema elaborará diariamente un informe de operación que incluirá las previsiones y utilizaciones de las instalaciones de regasificación, almacenamiento, conexiones internacionales y, en general, el funcionamiento de todas las instalaciones de la Red Básica y de transporte secundario realizadas por los distintos titulares de las mismas o, si fuera necesario, impartiendo sus instrucciones con las modificaciones de operación de dichas instalaciones que considere oportunas para el buen funcionamiento del sistema. Dicho informe será enviado al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía en un plazo máximo de tres días.

El Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con el resto de sujetos implicados, elaborará un plan de actuación invernal con objeto de garantizar el suministro ante el incremento de la demanda derivado de la estacionalidad del mercado doméstico/comercial y de repentinas olas de frío.

Dicho plan podrá contemplar entre otras medidas:

Reserva de capacidad de entrada en las conexiones con gasoductos internacionales.

Fijación de cantidades de existencias mínimas de seguridad a mantener en tanques de gas natural licuado y almacenamientos subterráneos.

El detalle del plan de actuación será aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas y publicado antes del 15 de octubre de cada año.

El Gestor Técnico del Sistema será el encargado de impartir las instrucciones necesarias para el adecuado funcionamiento del sistema en Operación Normal, pudiendo emitir las instrucciones correspondientes para su aplicación a las empresas de transporte, distribución, comercialización y a los consumidores que se autoabastezcan.

Las empresas de transporte, distribución, comercializadoras y consumidores cualificados que se autoabastezcan serán responsables de la adecuada ejecución de las

instrucciones emitidas por el Gestor Técnico del Sistema. En caso de incumplimiento de tales instrucciones, el Gestor Técnico del Sistema lo pondrá en conocimiento del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y de la Comisión Nacional de Energía, para la correspondiente asignación de responsabilidades, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en el Título VI de la referida Ley del Sector de Hidrocarburos.

### 9.3 Publicación de información sobre la Operación Normal del sistema.

El Gestor Técnico del Sistema publicará, antes de las 14:00 horas del día siguiente al día de gas, la siguiente información agregada correspondiente al día de gas:

Sobre la demanda de gas, en GWh/día:

Demanda total del sistema, distinguiendo entre la demanda para el mercado regulado y el mercado liberalizado.

Sobre las existencias de gas en el sistema:

Existencias reales de GNL en cada planta de regasificación a las 24:00 h, en m<sup>3</sup> y GWh/día.

Existencias de gas totales en almacenamientos subterráneos.

Sobre las entradas de gas al sistema gasista, en GWh/día:

Entradas totales al sistema.

Descargas de GNL en cada planta de regasificación.

Emisión de gas de cada planta de regasificación.

Entradas o salidas de gas por cada conexión internacional, distinguiendo las cantidades destinadas a tránsito internacional.

Inyección/Extracción de los almacenamientos subterráneos.

Producción de gas por cada yacimiento.

### 9.4 Desbalances individuales.

El desbalance individual diario se producirá cuando las existencias del usuario, después de haber realizado el balance diario (n+2), estén por debajo del límite mínimo de llenado en tanque de GNL o en la red de gasoductos de transporte o cuando las existencias de operación comercial del usuario en la red de gasoductos de transporte excedan de la capacidad útil de los gasoductos de la red de transporte.

### 9.5 Medidas a adoptar por el usuario ante la previsión de un desbalance.

En el caso de que un usuario prevea que va a entrar en una situación de desbalance, utilizará, en su caso, alguno de los siguientes instrumentos:

Operaciones de compraventa de gas a otros usuarios del sistema.

Modificación del plan de programaciones y nominaciones previsto.

Ejercitar las cláusulas de interrumpibilidad con aquellos clientes con los que tenga suscritos contratos de suministro interrumpible.

Negociar con sus propios clientes firmes interrupciones voluntarias de suministro.

Negociar con otros usuarios para ejercitar las cláusulas de interrumpibilidad de clientes ajenos.

Utilización de las capacidades disponibles de los almacenamientos subterráneos.

El usuario informará al Gestor Técnico del Sistema de las medidas tomadas, quien valorará su suficiencia y adecuación a la naturaleza de la situación.

En caso de consumidores que se suministren directamente, deberán regular su consumo para poder corregir su propio desbalance. Cuando éste sea causado por la

indisponibilidad no programada de una instalación, se aplicará el procedimiento establecido en la NGTS dedicada a la Operación Excepcional del Sistema.

### 9.6 Medidas a adoptar ante un desbalance.

Cuando se observe que un usuario está en desbalance por haber superado la capacidad útil de almacenamiento en la red de gasoductos de transporte, se procederá a situar el exceso en los almacenamientos subterráneos o en los tanques de GNL hasta que la suma del nivel de llenado mínimo de los gasoductos, el almacenamiento en la capacidad útil en los gasoductos de la red de transporte y la cantidad almacenada en el almacenamiento subterráneo y en los tanques de GNL alcance dos días de almacenamiento incluido en el peaje de transporte y distribución, límite por encima del cual se procederá a aplicar al exceso de gas los correspondientes peajes de almacenamiento subterráneo incrementados en un 5%, considerándose las mermas y autoconsumos correspondientes.

Cuando se observe que un usuario está en desbalance por estar sus existencias en la red de gasoductos de transporte por debajo del nivel mínimo de llenado, disponiendo dicho usuario de existencias de gas en el sistema el Gestor Técnico del Sistema se lo comunicará a la Comisión Nacional de Energía a efectos de autorización de imputación al Usuario de los peajes, incrementados en un 5%, considerándose las mermas y autoconsumos correspondientes, que hubieran sido necesarios para hacer operativo el gas del citado usuario disponible tras reconstruir él mismo la nominación necesaria para cubrir dicho desbalance, siempre que ello sea técnicamente posible y que no existan restricciones derivadas de la aplicación del plan inercial.

Cuando se observe que un usuario esté en desbalance porque sus existencias en las plantas de regasificación estén por debajo del nivel mínimo de llenado, el usuario deberá efectuar al Gestor Técnico del Sistema un pago que cubra el valor de la totalidad del gas hasta el restablecimiento de su nivel mínimo de llenado correspondiente, a un precio unitario equivalente al 150% de la cotización del «mercado de referencia». Si por el contrario, el gas natural licuado (GNL) almacenado supera la capacidad de almacenamiento contratada más la capacidad incluida en el peaje de regasificación se le aplicarán los peajes correspondientes incrementados en un 5%.

Como «mercado de referencia» se tomará la subasta organizada por el Gestor Técnico del Sistema, descrita en este apartado. En ausencia de cotización del citado «mercado», se utilizará como «mercado de referencia» el menor valor resultante de comparar el coste del gas natural en el «Henry Hub» y en el «National Balancing Point» («NBP»).

Para la determinación del coste del gas en el «Henry Hub» y en el «NBP», se tomará la media de las siete últimas cotizaciones disponibles, expresadas en cent €/kWh, a contar desde el día en que se incurrió en falta de existencias.

En cuanto a la determinación de los precios en los mercados «Henry Hub» en Estados Unidos y «NBP» en el Reino Unido, se tomarán los valores publicados como precios de cierre por el «New York Mercantile Exchange» bajo el epígrafe «Henry Hub Natural Gas Future» y por el «International Petroleum Exchange» bajo el epígrafe «IPE Natural Gas Future» respectivamente, convertidos a € aplicando el tipo de cambio oficial diario publicado en el Banco Central Europeo. En ambos casos para el contrato de futuros con vencimiento más próximo al día de referencia. En el caso de que habiendo cotización de gas natural no se haya publicado cambio oficial por parte del Banco Central Europeo, se tomará el del día anterior.

Al igual que en caso anterior, el Gestor Técnico del Sistema comunicará a la Comisión Nacional de Energía a



efectos de autorización de imputación al Usuario de los peajes correspondientes, incrementados en un 5%, necesarios para colocar el gas natural en el punto de consumo, tras reconstruir el mismo usuario la nominación de regasificación, transporte y almacenamiento subterráneo necesaria para cubrir el desbalance.

Con el fin de poder disponer del gas necesario ante posibles desbalances de gas natural el Gestor Técnico del Sistema organizará una subasta diaria de gas entre los usuarios. Con este objeto, el Gestor Técnico del Sistema solicitará a los usuarios para cada día y de forma anticipada, ofertas vinculantes de venta de gas. Las ofertas podrán ser presentadas con una semana de antelación y hasta el mismo día de la subasta, e incluirán la cantidad, localización y precio para cada día *n*. La aceptación de la oferta por parte del Gestor Técnico del Sistema en su caso, será comunicada el día *n+2*.

El Gestor Técnico del Sistema en ningún caso podrá aceptar ofertas cuyo precio supere el 150% del coste del menor valor resultante de comparar los costes de gas en el «Henry Hub» y el «NBP» en los siete días anteriores al día de la subasta.

En el caso de que exista más de una oferta al mismo precio y el volumen de gas ofertado por ellas supere el necesario para cubrir el desbalance se prorrateará en función del volumen ofertado.

El Gestor Técnico del Sistema publicará diariamente la curva agregada de precios correspondientes a las ofertas recibidas para cada día.

En el caso de que el usuario que haya incurrido en desbalance de gas aporte gas al sistema suficiente para cubrir los límites mínimos de llenado más una cantidad adicional equivalente al desbalance, en un plazo inferior a dos días a contar desde el día en que se disponga del dato «*n+2*», se le reintegrará el 25% del precio del «mercado de referencia» calculado anteriormente.

Los saldos resultantes de los ingresos y pagos asociados a este conjunto de operaciones tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.

En el caso en que el desbalance sea causado por un responsable del suministro a tarifa, el coste asociado al gas natural y el correspondiente a los peajes asociados serán soportados por éste. Los peajes serán calculados imputando a dicho gas los peajes necesarios para colocar el gas natural en el punto de consumo, incrementados en un 5%, tras reconstruir él mismo la nominación necesaria para cubrir el desbalance.

Si las medidas adoptadas por los usuarios o las limitaciones de tiempo no evitan la aparición de un desbalance que impida mantener las presiones mínimas garantizadas o que pueda poner en peligro la estabilidad del sistema, se adoptarán las medidas establecidas en las normas dedicadas a la Operación Excepcional del sistema y, en su caso, a la Situación de Emergencia.

#### 9.7 Seguimiento del sistema.

Se crea el Comité de Seguimiento del Sistema Gasista (CSSG) como un órgano que tiene por objeto el seguimiento operativo del sistema, la coordinación entre los diferentes sujetos que actúan en el mismo, la presentación de información sobre planes operativos de alcance temporal (periodos invernales) y cualquier otro tema de interés para el seguimiento del sistema.

Con el fin de facilitar el funcionamiento del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista, el Gestor Técnico del Sistema publicará en su página Web al menos la siguiente información:

Un boletín estadístico de gas mensual, en el que indicará los aspectos relevantes de la operación del sistema, evolución y cobertura de la demanda, usos e incidencias en la red de transporte, uso y niveles de los distintos almacenamientos, calidad de suministro y descargos.

Informe anual del sistema gasista.

Histórico del año anterior con detalle diario de las existencias en GNL, almacenamientos subterráneos y almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte y entradas de gas a la red de transporte.

El Comité de Seguimiento del Sistema Gasista se reunirá con carácter general de forma bimestral y a sus reuniones asistirán, además de los representantes de todos los sujetos del sistema, representantes de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de la Comisión Nacional de Energía y, atendiendo a los asuntos a tratar, del Operador del Sistema Eléctrico.

### NGTS-10. «Operación del sistema en situación excepcional»

#### 10. Operación del sistema en situación excepcional

##### 10.1 Objeto.

Establecer las medidas generales de operación, coordinación y comunicación que deberán adoptar el Gestor Técnico del Sistema y que deberán ejecutar los sujetos afectados para maximizar en todo momento el grado de cobertura de la demanda de gas y garantizar la seguridad de las personas y los bienes cuando el sistema gasista se encuentre en Situación de Operación Excepcional.

10.2 Situación de Operación Excepcional. Consideraciones generales.

Se define como Situación de Operación Excepcional (SOE) aquella en la cual se prevé que no se cumplan cualesquiera de los parámetros que definen la Operación Normal, pero que no requieren la declaración de Situación de Emergencia.

En función de su gravedad, esta situación se clasifica en tres niveles: Nivel 0, Nivel 1 y Nivel 2.

La operación del sistema en esta situación requerirá declaración por parte del Gestor Técnico del Sistema y su comunicación previa al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la Comisión Nacional de Energía, y a todos los operadores y usuarios. Cuando existan situaciones de restricción del suministro a los usuarios, se informará también a las Comunidades Autónomas afectadas.

Igualmente, se deberá informar de cualquier cambio que se produzca en una situación de Operación Excepcional, en el caso de que se retorne a la situación de Operación Normal o cuando se pase a la Situación de Emergencia.

Las situaciones de Operación Excepcional vendrán normalmente ocasionadas por la indisponibilidad de gas para su suministro en un área del sistema gasista, por la paralización o indisponibilidad, total o parcial, de una planta de GNL, por disminución del aporte de gas por un gasoducto internacional, por un fuerte incremento imprevisible en el consumo, por indisponibilidades de equipos en la red de transporte, por la falta de materia prima para la fabricación de gas manufacturado por canalización o por la existencia de una perturbación en el sistema.

El Gestor Técnico del Sistema es responsable de la correcta aplicación de este procedimiento de operación, para lo que emitirá las instrucciones correspondientes a las empresas transportistas y distribuidoras de gas natural y gas manufacturado por canalización, así como a las empresas comercializadoras de gas natural y a los consumidores que se aprovisionen directamente.

Las empresas transportistas y distribuidoras serán responsables de la adecuada ejecución de las instrucciones emitidas por el Gestor Técnico del Sistema Gasista, para lo que podrá ser preciso que sean transmitidas a las empresas comercializadoras de gas natural y a los consu-

midores que se aprovisionen directamente, por parte de las empresas transportistas y distribuidoras.

### 10.3 Evaluación previa de la Situación de Operación Excepcional.

Ante una previsión de SOE, y salvo que razones de urgencia hagan aconsejable actuar de otro modo más inmediato, el Gestor Técnico del Sistema procederá a efectuar una primera evaluación teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

Causa de la SOE.

La predicción meteorológica, incluido el estado de la mar.

El tiempo estimado de duración de la causa del desbalance o en su caso, de cierre de puertos.

Los usuarios que van a ser afectados en su operativa.

Las capacidades de emisión de las plantas de GNL y autonomía de las existencias.

Las capacidades de las conexiones de gas natural de gasoductos internacionales, emisión de yacimientos y almacenamientos subterráneos, así como su nivel de existencias.

Las limitaciones de transporte y distribución que generen restricciones en las capacidades de emisión.

La determinación de la demanda atendible para la SOE.

Cualquier otra información relevante.

Las conclusiones de la evaluación previa deberán ser remitidas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía.

### 10.4 Información a suministrar para prevenir y resolver las Situaciones de Operación Excepcional.

Para la realización de evaluaciones ante SOE y para la adopción de medidas correctoras, el Gestor Técnico del Sistema utilizará la información puesta a su disposición por los distintos operadores, y podrá recabar de éstos cualquier información adicional que considere necesaria.

Los titulares de instalaciones deberán remitir al Gestor Técnico del Sistema la información sobre la disponibilidad y uso de las capacidades de descarga, de almacenamiento y emisión de GNL en plantas, de almacenamiento subterráneo, de inyección y emisión de los almacenamientos subterráneos y la capacidad de transporte y almacenamiento de los gasoductos de transporte, así como las restricciones operativas programadas. Dicha información deberá mantenerse permanentemente actualizada.

El Gestor Técnico del Sistema Eléctrico y el Gestor Técnico del Sistema Gasista actuarán coordinadamente sobre la base de los procedimientos que existan o se desarrollen al respecto, con el objetivo de garantizar la máxima cobertura de las necesidades de gas para generación eléctrica.

Por su parte, los distribuidores y comercializadores deberán tener previamente identificados los clientes industriales interrumpibles, clasificados por mercado, suministrador y ubicación física, que pudiesen verse afectados por las acciones correctoras ante previsibles tipos de desbalance. También deberán tener previamente identificados todos los consumos superiores a 5 GWh/año correspondientes a los clientes industriales firmes, igualmente clasificados por mercado, suministrador y ubicación física. En los contratos de todos los clientes interrumpibles, ya sean industriales o de generación de energía eléctrica, tanto del mercado a tarifa como del mercado liberalizado deberá figurar el tiempo necesario de preaviso de corte de suministro de tal manera que sus instalaciones de producción no sean dañadas ante el corte citado como medida excepcional.

Con base en la información obtenida de acuerdo con lo previsto en el párrafo anterior, todos los distribuidores y comercializadores deberán elaborar y remitir al Gestor Técnico del Sistema, un plan de posibles interrupciones de consumos interrumpibles y firmes, agrupados por zonas o salidas de la red de transporte, y con información referente a los preavisos necesarios para la interrupción. Esta información deberá estar permanentemente actualizada.

### 10.5 Coordinación de la operación del sistema entre operadores en Situaciones de Operación Excepcional.

El Gestor Técnico del Sistema coordinará un Grupo de Operación dentro del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista.

El Grupo de Operación estará encargado de las actuaciones y de la prestación de apoyo al Gestor Técnico del Sistema en la toma de las decisiones necesarias sobre el funcionamiento del sistema, de acuerdo con los procedimientos operativos indicados en las NGTS-9 y NGTS-10. De este grupo podrán formar parte los usuarios del sistema así como la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y la Comisión Nacional de Energía.

Para participar en el Grupo de Operación, usuarios y operadores deberán nombrar un representante, que deberá estar localizable las 24 horas del día y durante todos los días del año.

El Gestor Técnico del Sistema coordinará la ejecución de los procedimientos operativos diarios previstos con todos los usuarios afectados y operadores de las infraestructuras y gestionará los desvíos que se produzcan.

Para los procedimientos operativos de alcance mensual y anual, así como para la toma de decisiones ante situaciones de las que pudieran derivarse problemas operativos de cualquier índole o bien, para analizar las alternativas adecuadas ante posibles SOEs, el Gestor Técnico del Sistema convocará a los representantes del Grupo de Operación afectados.

Para poder realizar las funciones descritas y tomar las decisiones soportadas técnicamente, el Gestor Técnico del Sistema y el Grupo de Operación a través del primero, deberán tener en cuenta al menos la siguiente información, proporcionada por todos ellos en la medida de que sean de su competencia:

Nominaciones y programaciones.

Predicción meteorológica.

Predicción de la demanda.

Programas de carga y descarga de GNL en plantas.

Planes de mantenimiento de las instalaciones.

Programación de los gasoductos internacionales.

Cualquier otra información que se considere necesaria.

El resultado de las decisiones tomadas en el ámbito del Grupo de Operación se incorporará como parte integrante del informe explicativo de las medidas adoptadas ante situaciones de Operación Excepcional.

10.5.1 Instrucciones operativas del Gestor Técnico del Sistema de carácter temporal.—La Dirección General de Política Energética y Minas por razones de urgencia y con carácter temporal, podrá autorizar al Gestor Técnico del Sistema a dictar instrucciones operativas que no estén incluidas en estas normas y que se destinen a reconducir al sistema a la situación de Operación Normal o a aminorar los efectos de una situación de operación excepcional.

### 10.6 Situación de Operación Excepcional de Nivel 0.

Es una situación en la que se prevé que se pueda alcanzar una situación de déficit o superávit de gas en el sistema, alterando o pudiendo alterar la Operación Nor-

mal, sin que ello implique, en principio, una situación de riesgo para la garantía, seguridad y continuidad en el suministro en el mercado firme.

Esta situación podrá producirse, entre otros, en los siguientes casos:

Desbalance individual de algún usuario de las instalaciones: Comercializadores, responsables del suministro a tarifa o clientes finales que introducen gas en el sistema.

Falta de existencias de gas natural en los tanques de GNL de las plantas de regasificación, debido a cierre de puertos de carga y/o descarga de GNL, incidentes en las instalaciones, o incumplimiento de programas de descarga por cualquier causa.

Limitaciones de la emisión de gas natural de las plantas de regasificación, de las conexiones de gas natural con gasoductos internacionales, de las conexiones de gas natural con yacimientos y/o de las conexiones de gas natural con almacenamientos subterráneos debidas a contingencias en instalaciones o la existencia de una perturbación en el sistema.

Limitaciones del transporte o distribución de gas debido a contingencias en las instalaciones o la existencia de una perturbación en el sistema.

Incumplimiento de las comercializadoras, consumidores cualificados que se autoabastezcan o transportistas, del programa mensual vinculante de aprovisionamiento.

En general, cualquier situación provocada por un incremento imprevisible de la demanda del mercado doméstico, o por el incremento de consumos no previstos como firmes y que, por razones de interés general, se conviertan en necesariamente atendibles.

**10.6.1 Medidas a adoptar en Situación de Operación Excepcional de Nivel 0.**—En el caso de que el desbalance sea causado por un comercializador, el Gestor Técnico del Sistema comprobará que se ha procedido a interrumpir el suministro de los clientes con los que aquel tenga establecidos contratos interrumpibles, y en caso contrario procederá a la interrupción.

En el caso de que el desbalance sea causado por el responsable del suministro a tarifa, el Gestor Técnico del Sistema comprobará que se ha procedido a interrupción del suministro de los clientes con los que aquel tenga establecidos contratos interrumpibles a tarifa (grupo 4) y en caso contrario procederá a la interrupción.

Si dicha medida no fuera suficiente, o la situación estuviera causada por otro de los motivos, se adoptarán las siguientes medidas sin afectar a la operativa de otros usuarios:

Gestión del almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte del sistema.

Modificación de la descarga de buques.

Cambio de consignas de extracción/inyección de almacenamientos subterráneos.

Reprogramación de gasoductos internacionales y yacimientos nacionales.

Cualquier otra modificación en la programación de la operación del sistema que permita minimizar el impacto y las repercusiones de la causa de la SOE.

Por su propia naturaleza, alguna de las medidas citadas anteriormente se aplicarán simultáneamente y otras de forma secuencial, debiendo ser el Gestor Técnico del Sistema quien determine la secuencia temporal de la aplicación de acuerdo con el plan de operación.

Las medidas que conciernen a la operación del sistema deberán ser comunicadas a los sujetos afectados con la mayor antelación posible. Con esa finalidad, el Gestor Técnico del Sistema informará a los sujetos afectados por la aplicación de estas instrucciones. También informará de la existencia del escenario de operación que se prevea como probable y de la adopción de las medidas

excepcionales contempladas en el plan de operación al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la Comisión Nacional de Energía y a las Administraciones Públicas competentes

Todo lo anterior se entiende sin perjuicio de las responsabilidades que pudieran corresponder a los operadores de las instalaciones afectadas o a los usuarios a quienes sea imputable la Situación de Operación Excepcional.

#### 10.7 Situación de Operación Excepcional de Nivel 1.

El sistema entrará en esta situación cuando las medidas previstas en la Situación de Operación Excepcional de Nivel 0 sean insuficientes para reconducir la situación al estado de Operación Normal.

**10.7.1 Medidas a adoptar en Situación de Operación Excepcional de Nivel 1.**—En caso de no ser posible resolver el problema con las medidas expuestas en el Nivel 0, el Gestor Técnico del Sistema podrá emplear, en este orden de prioridad, las siguientes medidas:

Aplicar la interrumpibilidad a los clientes interrumpibles del mercado a tarifa y a los del mercado liberalizado que eventualmente hayan contratado un posible peaje interrumpible.

Uso de las existencias mínimas de seguridad que no tengan carácter estratégico.

Puesta en marcha, con carácter excepcional y previa autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas, de programas extraordinarios de importación de gas natural, bien por gasoducto o por buques metaneros (GNL), hasta los límites del sistema gasista español, siempre que se justifique por razones de garantía de suministro a corto plazo. El procedimiento de compra será concurrential si la situación así lo permite.

Cualquier alteración en el orden de aplicación de las medidas expuestas requerirá la autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el caso del corte de suministros interrumpibles será preciso, ante todo, determinar las zonas en las que habría que proceder a la interrupción del suministro, así como precisar las cuantías y, si es posible, la duración de las restricciones. Cuando se establezca una interrupción parcial de clientes interrumpibles, los clientes a interrumpir se repartirán entre todo el mercado, a tarifa y liberalizado (en el caso de que exista un eventual peaje interrumpible). En este último caso se repartirán proporcionalmente al mercado interrumpible de cada comercializador.

El Gestor Técnico del Sistema impartirá, a las distribuidoras, las órdenes oportunas para que éstas procedan a cumplir las instrucciones en función de las cantidades de consumo afectadas y la ubicación física de dichos consumos. Igualmente, el Gestor Técnico del Sistema Gasista se dirigirá al Gestor Técnico del Sistema Eléctrico, según dispongan los procedimientos de coordinación existentes entre ambos operadores, para determinar las restricciones de los suministros para generación de electricidad.

El alcance de las interrupciones será determinado por el Gestor Técnico del Sistema, teniendo en cuenta que si se trata de desbalances generados por un fallo en una determinada instalación, las medidas afectarán, en primer lugar, y en tanto sea posible, a los consumidores interrumpibles de usuarios que estén utilizando capacidad contratada o reservada en la instalación afectada.

Todo lo anterior se entiende sin perjuicio de las responsabilidades que correspondan a los titulares de las instalaciones o a los usuarios a quienes sea imputable la situación de desbalance.

En el caso en que un consumidor con suministro interrumpible a tarifa (grupo 4) o con peaje interrumpible, incumpla durante el período en el que se le ha aplicado la interrupción, el Gestor Técnico del Sistema lo pondrá en conocimiento del Ministerio de Industria, Turismo y

Comercio y de la Comisión Nacional de Energía, para la correspondiente asignación de responsabilidades, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en Título VI de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

#### 10.8 Situación de Operación Excepcional de Nivel 2.

El sistema gasista entrará en este estado cuando las medidas previstas en la Situación de Operación Excepcional de Nivel 0 y Nivel 1 sean insuficientes para reconducir la situación al estado de Operación Normal.

10.8.1 Medidas a adoptar por el Gestor Técnico en Situación de Operación Excepcional de Nivel 2.—En el caso de que a pesar de haber tomado todas las medidas establecidas en los niveles de operación 0 y 1 no se lograra corregir la situación y persistiese la SOE en el sistema, el Gestor Técnico del Sistema procederá a ordenar interrupciones al suministro firme, tanto en el mercado liberalizado como en el mercado a tarifa.

En el caso de que esta situación sea causada por el desbalance de un usuario, el Gestor Técnico del Sistema procederá a interrumpir a los clientes firmes de dicho usuario, atendiendo a lo establecido sobre prioridades de suministro.

Se seguirán las siguientes prioridades a la hora de mantener el suministro:

1. Servicios declarados esenciales de acuerdo con lo establecido en el artículo 60 del 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.

2. Consumidores domésticos.

3. Consumidores comerciales.

4. Consumidores industriales con suministro de carácter firme, incluyendo a las centrales para generación de energía eléctrica, con las posibles restricciones que establezca el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico.

En caso de restauración del servicio, el orden será el inverso del correspondiente al corte de suministros.

Sin perjuicio de lo anterior, el Gestor Técnico del Sistema elaborará a su vez un orden de prioridad de corte de suministro dentro del segmento de consumidores industriales con suministro de carácter firme basada en los siguientes principios:

Minimizar los perjuicios económicos y técnicos derivados de la falta de suministro.

Seleccionar los consumidores a partir de un determinado consumo, a fin de conseguir el máximo grado de operatividad y reducir el número de consumidores afectados.

Procurar que el orden de corte en los consumidores industriales sea escalonado y que no se produzcan ceses de actividad inducidos, al romperse la cadena de materias primas básicas, productos intermedios y productos finales.

Con carácter general serán los usuarios del sistema gasista los responsables de asegurar el suministro y, para el mercado liberalizado, las empresas comercializadoras y los consumidores que se aprovisionan directamente.

Velar por mantener la ecuanimidad entre las empresas distribuidoras, comercializadoras y consumidores afectados, de forma que los porcentajes de reducción a aplicar en los consumos de carácter firme, sean idénticos en condiciones similares.

Actuar bajo los principios de intervención mínima y de proporcionalidad, de modo que las medidas adoptadas sean aquéllas que, dirigidas a solucionar las situaciones creadas, produzcan las menores distorsiones en el mercado gasista español y en los sujetos que intervienen

en él, procurando siempre la máxima protección de los consumidores.

El Gestor Técnico del Sistema Gasista, contando con la información aportada por las empresas transportistas, distribuidoras y comercializadoras, identificará y comunicará las acciones concretas que posibiliten reducir los flujos (consumos) que sean necesarios.

Se recabará de las autoridades correspondientes el apoyo a las medidas adoptadas.

#### 10.9 Retorno a la Situación de Operación Normal.

Una vez que el sistema retorne a la Operación Normal, el Gestor Técnico del Sistema lo declarará y efectuará un informe completo de lo sucedido, incluyendo su criterio sobre las causas que hayan motivado dicha situación, y las medidas adoptadas y los sujetos afectados por dichas medidas. Dicho informe será remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía.

Del mismo modo, tras la finalización de la situación de desbalance, los sujetos cuyos consumos o clientes se hayan visto afectados (con independencia de su carácter de firme o interrumpible) podrán plantear cuantas acciones estimen pertinentes para la reparación de los daños y perjuicios que el desbalance les haya ocasionado a ellos o sus clientes.

### NGTS-11. «Situación de emergencia del sistema»

#### 11. Situación de emergencia del sistema

Se entenderá que el sistema gasista se encuentra en Situación de Emergencia cuando la escasez de suministro de gas pueda hacer necesario el uso de reservas estratégicas o pueda estar amenazada la seguridad de personas, aparatos o instalaciones o la integridad de la red.

La operación en Situación de Emergencia se basará en los principios establecidos en el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en lo previsto en el artículo 40 del Real Decreto 1716/2004.

En situaciones de emergencia el Gobierno establecerá las condiciones bajo las que se podrá hacer uso de las reservas estratégicas de gas natural por los sujetos obligados a su mantenimiento.

En concreto se determinará:

El uso de las reservas estratégicas del sujeto afectado por la situación.

El uso de las reservas estratégicas de otros sujetos obligados a su mantenimiento.

### NGTS-12. «Propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema»

#### 12. Actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema

##### 12.1 Objeto.

Definir el procedimiento de elaboración de propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema a instancia de los sujetos del sistema gasista que se requieran para un funcionamiento óptimo del sistema.

12.2 Grupo de trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista.—A efectos de la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista del Gestor Técnico del Sistema, éste coordinará un grupo de trabajo específico del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista.

Este grupo de trabajo estará encargado de recibir, estudiar y elaborar las propuestas para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista que sean de la propia iniciativa del Gestor Técnico del Sistema o que al mismo remitan, al amparo de la previsión de colaboración efectuada por el artículo 13.1 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, el resto de los sujetos del sistema gasista.

La composición del grupo de trabajo será la siguiente:

Un Presidente, nombrado por el Gestor Técnico del Sistema, con derecho a voto.

Un Vicepresidente, nombrado por el Gestor Técnico del Sistema, con derecho a voto y que ejercerá las funciones de presidente, en ausencia de este.

Dos vocales, elegidos por y entre los transportistas registrados, con derecho a voto.

Cuatro vocales, elegidos por y entre los distribuidores registrados, con derecho a voto.

Cuatro vocales, elegidos por y entre los comercializadores registrados, con derecho a voto.

Dos vocales elegidos por y entre los consumidores que se autoabastezcan inscritos en el registro (o comercializadores en caso de que no hubiera consumidores que se autoabastezcan), con derecho a voto.

Un vocal, nombrado por la Comisión Nacional de Energía, sin derecho a voto.

Un vocal designado por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio, sin derecho a voto.

Un vocal, designado por la Corporación de Reservas Estratégicas, sin derecho a voto.

Cuando sea convocado, un vocal, designado por el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico, sin derecho a voto.

El Secretario, que no tendrá derecho a voto y que será designado de entre el personal de la Comisión Nacional de Energía.

Cada miembro será designado por un periodo de dos años y podrá designarse asimismo durante el mismo período un representante suplente, para aquellas ocasiones en que el vocal titular no pueda acudir a la reunión del grupo. Para poder llevar a cabo cualquier sustitución se deberá comunicar al Secretario con anterioridad a la celebración de la reunión. Los miembros podrán, además, en caso no poder asistir ni el vocal titular ni el suplente, delegar su voto en otro miembro del grupo, aunque siempre con indicación expresa del sentido de su voto y comunicación previa al Secretario.

Se considerará válida cualquier reunión del grupo de trabajo a la que asistan más de siete miembros con derecho a voto. Cualquier decisión se adoptará como mínimo por mayoría y en caso de empate se dirimirá por el voto de calidad del Presidente.

El grupo se reunirá mensualmente, a no ser que no haya temas en la agenda. Al objeto de facilitar la asistencia, el calendario de reuniones regulares se fijará anualmente. El Presidente convocará reuniones con carácter extraordinario a decisión propia o a petición de más de cinco miembros del grupo, de la Comisión Nacional de Energía o de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

### 12.3 Organización de los trabajos.

Cualquier sujeto del sistema gasista podrá presentar propuestas y éstas podrán ser de modificación, revisión o actualización de las Normas de Gestión Técnica del Sistema y de sus protocolos de detalle.

Las propuestas deberán presentarse por escrito, incluyendo una descripción de las mismas, e indicando claramente la parte de las Normas a la que se refieren y su finalidad, incluyendo al menos: Título, proponente, fecha,

carácter urgente o no de la propuesta, información justificativa, finalidad y borrador de la modificación.

Las propuestas deberán remitirse al Secretario del grupo de trabajo para su inclusión en el orden del día de la próxima reunión y podrán ser presentadas a este directamente o a través de los vocales elegidos.

El secretario remitirá diez días antes de la fecha prevista para la reunión, el orden del día, indicando las propuestas a ser debatidas o sometidas a votación en la reunión, adjuntando las propuestas de modificación, revisión o actualización de las Normas a debatir, así como cualquier información adicional que considere necesaria.

Una vez celebrada la reunión, el secretario redactará el acta de la misma y la enviará a todos los miembros.

El Comité decidirá por mayoría simple sobre cada propuesta:

Si debe tramitarse con carácter urgente, para cuya consideración se considerarán si se producen las siguientes circunstancias:

La seguridad del sistema puede verse afectada.

La propuesta está asociada a un suceso de inminente acaecimiento.

En caso de considerarse urgente, se constituirá un subgrupo de estudio para la elaboración inmediata del informe de modificación o el propio Gestor Técnico del Sistema preparará dicho informe, que deberá ser remitido a los sujetos del sistema gasista, a la Comisión Nacional de Energía y elevado para decisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en un plazo máximo de dos semanas.

Si no se considera urgente, se decidirá si puede comenzar a elaborarse el informe de modificación o actualización de las normas o si la propuesta requiere un mayor estudio

Si se considera que la propuesta requiere un mayor estudio, el Presidente propondrá la creación de un subgrupo de estudio, que podrá estar integrado tanto por miembros del grupo de trabajo como por cualquier otra persona ajena al mismo.

El subgrupo de estudio elaborará un informe que detalle las cuestiones debatidas y las conclusiones alcanzadas en el plazo determinado por el Comité y en cualquier caso en un plazo no superior a seis meses. Dicho estudio se incluirá el orden del día para su debate y decisión con la propuesta a que se refiera.

Si se considera que no es necesario un mayor estudio, se constituirá un subgrupo encargado de elaborar el informe de propuesta de actualización o modificación. El Presidente propondrá la composición del subgrupo, integrado preferentemente por miembros del grupo de trabajo y del que formará parte el proponente en caso de no ser miembro.

El subgrupo elaborará el Informe sobre la propuesta, en el que se deberán indicar al menos:

Las implicaciones de los cambios introducidos para la gestión del sistema.

Las implicaciones económicas para los agentes afectados.

Las implicaciones legales y para el marco regulatorio. Los costes asociados a su implantación.

El impacto sobre el riesgo de la garantía de suministro del sistema.

Las opciones alternativas, de existir, y las posibles discrepancias en el seno del Comité.

Un plan para su implantación, si fuera necesario.

En cualquier caso, la Comisión Nacional de Energía y el Gestor Técnico del Sistema participarán en todos los subgrupos.

Las propuestas aprobadas por el grupo de trabajo serán remitidas junto con la información soporte de las mismas, un informe del Gestor Técnico del Sistema, las alegaciones de todas las partes, incluidos los posibles votos particulares, y un informe sobre el impacto de la

misma sobre el funcionamiento del sistema y sus repercusiones económicas en un plazo máximo de tres meses por el Gestor Técnico del Sistema a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para su tramitación y, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, en su caso, aprobación y publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

## MINISTERIO DE AGRICULTURA, PESCA Y ALIMENTACIÓN

**16831** *ORDEN APA/3127/2005, de 23 de septiembre, por la que se modifica el Reglamento de Inscripción de Variedades de Especies Hortícolas.*

Con el fin de adaptar el Reglamento de Inscripción de Variedades de Especies Hortícolas aprobado por Orden de 23 de mayo 1986 a la demanda efectuada por el sector obtentor y productor de semillas de especies hortícolas, se hace necesario introducir algunas modificaciones en los anexos del citado Reglamento, incluyéndose una nueva especie y modificando la fecha límite de entrega de solicitudes, así como, las fechas de recepción y cantidades de material vegetal destinado a la realización de los preceptivos ensayos.

En la presente Orden han sido consultadas las Comunidades autónomas y las entidades más representativas del sector.

En su virtud, dispongo:

**Artículo único.** *Modificación del Reglamento de Inscripción de Variedades de Especies Hortícolas.*

Los anexos A, B, C y D de la Orden de 23 de mayo de 1986 por la que se aprueba el Reglamento de Inscripción de Variedades de Especies Hortícolas, quedan modificados como sigue:

Uno. En el anexo A, se incluye la siguiente especie: «Cebolleta: *Allium fistulosum* L».

Dos. En el anexo B, se incluye, dentro de las especies cuya fecha límite de presentación de solicitudes es el 1 de junio, la «Cebolleta».

Tres. En el anexo C, se establece como material necesario para ensayos (envío sólo primer año) para la especie «Cebolleta», la cantidad de 100 gramos.

Cuatro. En el anexo D, se incluye entre las especies cuya fecha límite de entrega de material es el 1 de julio, la «Cebolleta».

**Disposición final primera.** *Título competencial.*

La presente Orden se dicta al amparo del artículo 149,1,13.<sup>a</sup> de la Constitución, que otorga al Estado la competencia exclusiva sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica

**Disposición final segunda.** *Entrada en vigor.*

La presente Orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

Madrid, 23 de septiembre de 2005.

ESPINOSA MANGANA

**16832** *ORDEN APA/3128/2005, de 30 de septiembre, por la que se regula la intensidad lumínica de los focos de los buques y botes auxiliares dedicados a la pesca de cerco en el Mediterráneo.*

El Reglamento (CE) 1626/94, de 27 de junio, del Consejo, por el que se establecen determinadas medidas técnicas de conservación de los recursos pesqueros en el Mediterráneo, establece, en el apartado 2 de su artículo 1, que los Estados Miembros ribereños podrán legislar en el ámbito territorial de aplicación del mismo, incluso en materia de pesca no profesional, adoptando medidas complementarias de protección, siempre que estas sean compatibles con el Derecho comunitario y conformes a la Política Pesquera Común.

La Ley 3/2001, de 26 de marzo, de Pesca Marítima del Estado establece entre sus fines los de velar por la explotación equilibrada y responsable de los recursos pesqueros favoreciendo su desarrollo sostenible y adoptar las medidas precisas para proteger, conservar y regenerar dichos recursos y sus ecosistemas, adaptando el esfuerzo de la flota a la situación de los mismos.

La normativa reguladora de la modalidad de cerco se encuentra recogida en el Real Decreto 429/2004, de 12 de marzo, por el que se establecen medidas de ordenación de la flota pesquera de cerco y en la Orden APA/678/2004, de 5 de marzo, por la que se regula la pesca con artes de cerco en dicho caladero.

La pesca de cerco está dirigida a la captura de diferentes especies pelágicas. La captura de alguna de estas especies se viene realizando tradicionalmente en el Mediterráneo por medio de un buque cerquero principal que utiliza como apoyo una o más embarcaciones auxiliares provistas de luces, denominadas «botes luceros».

La intensidad lumínica de los focos de los «botes luceros» ejerce un efecto de atracción en los cardúmenes, incidiendo por tanto en la capacidad de pesca de los buques y, en consecuencia, en el esfuerzo pesquero desarrollado sobre las especies objetivo.

Por otra parte, la Orden de 1 de septiembre de 1997 regula la intensidad lumínica de estos focos. No obstante, dado el tiempo transcurrido desde su publicación y las innovaciones de tipo técnico que han aparecido en este tipo de práctica, se hace aconsejable actualizar la mencionada Orden, estableciendo nuevas medidas complementarias.

De conformidad con lo establecido en el artículo 1 del Reglamento (CE) 1626/94, se ha cumplido el trámite de comunicación del proyecto a la Comisión Europea.

Ha emitido informe el Instituto Español de Oceanografía y se ha efectuado consulta previa a las Comunidades Autónomas afectadas y al sector pesquero afectado.

La presente Orden se dicta en aplicación de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 3/2001, de 26 de marzo, de Pesca Marítima del Estado.

En su virtud, dispongo:

**Artículo 1.** *Ámbito de aplicación.*

Las normas contenidas en la presente Orden serán de aplicación a los buques españoles que ejerzan la actividad pesquera de cerco en todo el Caladero Nacional del Mediterráneo por fuera de aguas interiores, en aguas jurisdiccionales españolas así como en alta mar.

**Artículo 2.** *Número máximo de botes auxiliares.*

Ningún buque cerquero podrá disponer de más de un bote auxiliar.