



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 12/2008 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA NGTS-01 “CONCEPTOS GENERALES”, NGTS-02 “CONDICIONES GENERALES SOBRE EL USO Y LA CAPACIDAD DE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA GASISTA”, NGTS-04 “NOMINACIONES” Y NGTS-10 “OPERACIÓN DEL SISTEMA EN SITUACIÓN EXCEPCIONAL”**

28 de febrero de 2008

## **INFORME 12/2008 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA NGTS-01 “CONCEPTOS GENERALES”, NGTS-02 “CONDICIONES GENERALES SOBRE EL USO Y LA CAPACIDAD DE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA GASISTA”, NGTS-04 “NOMINACIONES” Y NGTS-10 “OPERACIÓN DEL SISTEMA EN SITUACIÓN EXCEPCIONAL”**

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, función segunda de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de ésta, en su sesión celebrada el día 28 de febrero de 2008, ha acordado emitir el presente

### **INFORME**

#### **1 OBJETO**

El objeto del presente documento es informar sobre la propuesta de Resolución por la que se modifican las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS-01 “Conceptos Generales”, NGTS-02 “Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista”, NGTS-04 “Nominaciones” y NGTS-10 “Operación del Sistema en situación excepcional”, remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas, para informe de esta Comisión

#### **2 ANTECEDENTES**

La Dirección General de Política Energética y Minas recibió, en fecha 25 de septiembre de 2007, escrito del Gestor Técnico del Sistema Gasista adjuntando una propuesta de modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS-01 “Conceptos Generales”, NGTS-02 “Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista”, NGTS-04 “Nominaciones” y NGTS-10 “Operación del Sistema en situación excepcional”. Esta propuesta fue votada y aprobada por el Grupo de

Trabajo para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista, en fecha 11 de septiembre de 2007.

En fecha 30 de octubre de 2007, tuvo entrada en la Comisión Nacional de Energía escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas, en relación con la propuesta de Resolución por la que se modifican las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS-01 “Conceptos Generales”, NGTS-02 “Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista”, NGTS-04 “Nominaciones” y NGTS-10 “Operación del Sistema en situación excepcional”.

Con fecha 31 de octubre de 2007, se envió la propuesta de modificación de las NGTS-01, 02, 04 y 10, a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos a fin de que pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas durante un período de 20 días, habiéndose recibido alegaciones de CORES.

### **3 NORMATIVA DE APLICACIÓN**

De acuerdo con la legislación española, las Normas de Gestión Técnica del Sistema (en adelante, NGTS) tienen 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 y restantes sujetos del sistema, bajo los principios generales de objetividad, transparencia y no discriminación.

Según el Artículo 65 de la Ley 34/1998:

1. *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.*
2. *La normativa de gestión técnica del sistema a que se refiere el apartado anterior regulará, al menos, los siguientes aspectos:*
  - a) *Los mecanismos para garantizar el necesario nivel de abastecimiento de gas natural del sistema a corto y medio plazo y el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad.*

- b) *Los procedimientos de coordinación que garanticen la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte, de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad necesarios, contemplando específicamente la previsión de planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural.*
- c) *Los procedimientos de control de las entradas y salidas de gas natural hacia o desde el sistema gasista nacional.*
- d) *El procedimiento de cálculo del balance diario de cada sujeto autorizado a introducir gas natural en el sistema.*
- e) *El procedimiento de gestión y uso de las interconexiones internacionales.*
- f) *El procedimiento sobre las medidas a adoptar en el caso de situaciones de emergencia y desabastecimiento.*

De acuerdo con lo establecido en el artículo 13.1 del Real Decreto 949/2001, el Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS), en colaboración con el resto de sujetos implicados, elaborará una propuesta de NGTS, que elevará al Ministerio de Economía para su aprobación o modificación. Las NGTS serán aprobadas por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía. El mismo procedimiento se establece para la aprobación de los protocolos de detalle o documentos técnicos de desarrollo de las NGTS.

Las NGTS fueron aprobadas mediante la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre. En la disposición final primera, punto 2 se indica que *“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.”*

Además, la NGTS-12 recoge 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 lo requieran para un funcionamiento óptimo del sistema.

De acuerdo con el apartado 12.2 de dicha Norma, el GTS coordinará un Grupo de Trabajo específico del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista que *“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.”*

Asimismo, de acuerdo con el apartado 12.3 de las mismas Normas, se habilita al Grupo de Trabajo para constituir subgrupos, cuya composición podrá estar integrada tanto por miembros del Grupo de Trabajo como externos, encargados de elaborar tanto la propuesta de actualización o modificación de las normas, como el informe justificativo que posteriormente serán sometidos a votación para su aprobación dentro del Grupo de Trabajo.

Finalmente, hay que destacar que, tal y como recoge el mencionado punto 12.3:

*“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»”.*

#### **4 REDACCIÓN ACTUAL Y PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LAS NGTS-01, 02, 04 Y 10**

La modificación de las NGTS-01, 02, 04 y 10 responde a la necesidad de adecuar las NGTS a los cambios introducidos por las ITCs que regulan el régimen económico para el año 2007 (ITC/3992/2006, ITC/3993/2006, ITC/3994/2006, ITC/3995/2006 e ITC/3996/2006), fundamentalmente referidas a las obligaciones sobre el llenado mínimo de las instalaciones (gasoductos y plantas de regasificación), mermas y autoconsumos.

#### **4.1 Redacción actual y propuesta de modificación de la norma NGTS-01**

De acuerdo con la propuesta de Resolución remitida, la redacción actual del texto de la NGTS-01 queda remplazada íntegramente por el texto incluido en el Anejo I, si bien las modificaciones introducidas son pequeñas.

La NGTS-01 trata sobre conceptos generales. Como en la redacción en vigor, la nueva propuesta de redacción define los puntos de entrada y salida en el sistema gasista o alguna de sus partes, los sujetos del sistema gasista y los procesos relacionados con la gestión del sistema.

Las novedades que incluye la propuesta de Resolución respecto de la versión en vigor son:

1. Se definen las unidades de medida a utilizar en relación con las propias NGTS.
2. Se clasifican los buques metaneros en pequeños, medianos y grandes según su capacidad de transporte de GNL.
3. Se define el nivel mínimo de llenado de gasoductos como el gas necesario para el mantenimiento de las presiones mínimas de garantía en los puntos de conexión de la red de transporte.
4. Se modifica la definición del nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación, estableciéndose como el nivel necesario para el arranque de las bombas primarias, más la cantidad de GNL y GN contenida en los equipos y tuberías de la planta de regasificación.
5. Se definen las mermas como la diferencia entre el gas introducido y el gas entregado en el sistema en un período. Pueden ser de dos tipos: por pérdidas físicas y por diferencias de medición.
6. Se sustituye el término gas de autoconsumo por gas de operación, cuya definición se establece como:

##### ***“1.4.34 Gas de operación***

*Gas natural consumido por los transportistas en el ejercicio de sus funciones, acreditable mediante lectura de contador, en la operación de los equipos necesarios para el funcionamiento del sistema gasista.*

*A estos efectos, quedará excluido en particular cualquier consumo realizado a través de instalaciones de distribución, así como el consumo de gas que se realice para instalaciones de cogeneración y usos terciarios”.*

## **4.2 Redacción actual y propuesta de modificación de la norma NGTS-02**

De acuerdo con la propuesta de Resolución remitida, la redacción actual del texto de la NGTS-02 queda remplazada íntegramente por el texto incluido en el Anejo II, siendo pequeñas las modificaciones realizadas.

La NGTS-02 trata sobre las condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista. Como en la redacción en vigor, la propuesta de Resolución sobre esta norma define las condiciones generales de acceso a las instalaciones del sistema gasista; los requisitos generales para: las actuaciones de los sujetos en los puntos del sistema gasista, para la integración de nuevas instalaciones en el sistema, para el uso de los gasoductos de las redes de transporte, para el uso de las redes de distribución, para el uso de las plantas de regasificación de GNL y para el uso de los almacenamientos subterráneos; los principios para el cálculo de la capacidad de las instalaciones; las acciones a emprender en el caso de indisponibilidades en instalaciones de transporte y de distribución; y las obligaciones en cuanto a la transparencia de las condiciones de acceso.

Respecto de la versión en vigor, la propuesta de Resolución presenta los siguientes cambios:

1. Se modifica la titularidad del gas destinado a mantener el nivel mínimo de llenado de los gasoductos, antes propiedad de los usuarios, pasando a ser propiedad de los transportistas:

### **“2.4.1 Nivel mínimo de llenado de gasoductos**

*Los titulares de los gasoductos de la red de transporte serán responsables de aportar el gas con destino al nivel mínimo de llenado de sus instalaciones, tal como ha sido definido en el apartado 1.4, bajo el procedimiento que establezcan las disposiciones vigentes. La cantidad de este gas para cada transportista deberá ser revisada y aprobada anualmente.*

*La aportación de gas se llevará a cabo de forma asociada a la puesta en marcha de la instalación correspondiente.*

*La cantidad aportada al nivel mínimo de llenado tendrá la consideración de "inmovilizado".*

2. En el apartado 2.4.3, se establecen las obligaciones respecto al gas de operación y las mermas. La versión actual de este apartado propone la realización de un estudio por parte del GTS sobre la evolución de las mermas y autoconsumos que permita la elaboración de una propuesta de coeficientes para el cálculo de la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos y del volumen signado a cada transportista, fijando unos porcentajes de mermas iniciales. Esta propuesta deberá ser aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la CNE, antes del 15 de octubre de cada año. Una vez conocidos los datos definitivos de las mermas a lo largo del año, el GTS determina el volumen de mermas correspondientes a cada transportista y elaboraría una propuesta de liquidación entre los mismos a aprobar por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la CNE.

La propuesta de Resolución elimina esta disposición y la sustituye por la obligación, cada mes, de los transportistas de comunicar al GTS los datos de los balances físicos de cada una de sus instalaciones correspondientes al mes anterior, en particular los referidos al gas de mermas y de operación. A partir de la recepción del último balance, el GTS deberá realizar, en el plazo máximo de 1 mes desde su recepción, una propuesta de liquidación de mermas y gas de operación entre los transportistas, que comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la CNE.

3. Se modifica la responsabilidad de aportación del nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación de GNL, que recae ahora en el titular de la planta, y se suprimen las

referencias concretas a niveles de almacenamiento operativo. La nueva redacción de esta disposición queda así:

#### **“2.6.1 Nivel mínimo operativo**

*Los titulares de las plantas de regasificación de GNL serán responsables de aportar el gas con destino al nivel mínimo operativo de sus plantas, tal como ha sido definido en el apartado 1.4, bajo el procedimiento que establezcan las disposiciones vigentes. La cantidad de este gas para cada transportista deberá ser revisada y aprobada anualmente.*

*La aportación de gas se llevará a cabo de forma asociada a la puesta en marcha de la instalación correspondiente.*

*La cantidad aportada al nivel mínimo de llenado tendrá la consideración de inmovilizado”.*

4. Se refleja en este apartado el derecho a almacenar de forma gratuita GNL hasta la cantidad actualmente regulada (5 días de la capacidad –kWh/día- contratada) que incluye el peaje de carga de cisternas, y no sólo el peaje de regasificación como refiere la versión en vigor.
5. De la misma forma que en puntos anteriores, reintroduce en el punto 2.6.4 el concepto de gas de operación que el operador podrá retener, si la legislación así lo establece, además de las mermas.
6. Se establece la obligación de que, cada mes, los titulares de Plantas de Regasificación comunicarán al GTS el consumo de gas de operación y las mermas del mes anterior.

#### **4.3 Redacción actual y propuesta de modificación de la norma NGTS-04**

De acuerdo con la propuesta de Resolución remitida, la redacción actual de la NGTS-04 queda remplazada íntegramente por el texto incluido en el Anejo III, si bien en este caso las modificaciones también son pequeñas.

La NGTS-04, sobre nominaciones, define el concepto de nominación, los sujetos obligados a realizar nominaciones y las condiciones generales. Se detallan en esta norma

los procedimientos de nominación tanto a los distribuidores por parte de los usuarios, como la nominación a los operadores de las redes de transporte o plantas de regasificación por parte de los distribuidores, a los operadores de redes de transporte por parte de los usuarios, o a los operadores de otras instalaciones del sistema gasista por parte de los usuarios; las renominaciones, la periodicidad y el alcance de nominaciones y renominaciones. Se describen los procedimientos para la asignación o renominación en caso de denegación y para la asignación de nominación en caso de indisponibilidades de determinadas instalaciones no programadas. Se relacionan las posibles causas de denegación de una nominación o renominación. Por último se trata la viabilidad de las programaciones y nominaciones.

En la propuesta de Resolución remitida se observan los siguientes cambios respecto de la versión en vigor:

1. En el punto 4.3 se corrigen las referencias a los puntos 4.8 y 4.9, que estaban intercambiadas.
2. Dado que, de acuerdo con las modificaciones que recoge la propuesta de Resolución para las NGTS-01 y 02, los usuarios ya no tienen gas correspondiente al nivel mínimo de llenado, se suprime la posibilidad de que un usuario realice una nominación que disminuya su almacenamiento operativo por debajo de las existencias mínimas operativas necesarias para garantizar el funcionamiento del sistema.

#### **4.4 Redacción actual y propuesta de modificación de la norma NGTS-10**

De acuerdo con la propuesta de Resolución remitida, la redacción actual del texto de la NGTS-10 queda remplazada íntegramente por el texto incluido en el Anejo IV, si bien las modificaciones son escasas.

La NGTS-10 trata sobre la operación del sistema en situación excepcional. En ella se define la Situación de Operación Excepcional, la evaluación previa de la Situación de Operación Excepcional y la información a suministrar para prevenir y resolver dichas situaciones. También se describe la coordinación de la operación del sistema entre

operadores en Situaciones de Operación Excepcional. Asimismo se define cuándo se podrá producir la Situación de Operación Excepcional de Nivel 0, la de Nivel 1 y la de Nivel 2 y las medidas a adoptar por el Gestor Técnico en cada uno de los niveles de este tipo de situaciones. Por último se describe el retorno a la Situación de Operación Normal.

Las modificaciones contenidas en la propuesta de Resolución consisten en la eliminación de las disposiciones relativas al suministro a tarifa, puesto que ésta desaparecerá después de julio de 2008.

#### **4.5 Votación de la propuesta presentada**

En fecha 11 de septiembre de 2007, la propuesta de modificación de las NGTS-01, 02, 04 y 10 debido al impacto de las nuevas ITCs en las NGTS, fue debatida en el seno del 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.

Los textos propuestos por el Grupo de Trabajo pretendían adecuar las NGTS a las peculiaridades específicas de las ITCs que regulan el régimen económico, en concreto las órdenes ministeriales ITC/3992/2006, ITC/3993/2006, ITC/3994/2006, ITC/3995/2006 e ITC/3996/2006.

El resultado de la votación de la propuesta de modificación de las NGTS para adaptarlas al contenido de las nuevas ITCs fue el siguiente:

Votos a favor ..... 14

Votos en contra ..... 0

Abstenciones ..... 0

En consecuencia, se dio por aprobada por el Grupo de Trabajo la propuesta de modificación de las NGTS-01, 02, 04 y 10.

#### **4.6 Alegaciones recibidas**

Durante el trámite se han recibido alegaciones de CORES, Enagas, UNESA, Sedigas, SAGGAS y del Principado de Asturias.

##### ***Comentarios de CORES***

En fecha 21 de noviembre de 2007, tuvo entrada en el registro de la CNE escrito de CORES con comentarios sobre la propuesta de Resolución por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-01, 02, 04 y 10. En dicho escrito CORES indica lo siguiente:

- Consideran conveniente cambiar los conceptos “suministro/mercado a tarifa” por “*suministro/mercado de último recurso*” o poner ambos para que se contemple la situación antes y después de julio de 2008 (fecha de desaparición del mercado a tarifa) y “consumidor cualificado” por “*consumidor directo en mercado*”.
- En la NGTS-10 se mencionan las medidas a tomar en las situaciones de operación excepcional, entre ellas los cortes a consumidores interrumpibles y firmes. Estiman que dada la complejidad que hay en el tema de la interrumpibilidad, la propuesta de resolución que modifica la NGTS-10 debería tener en cuenta todo aquello que ya está regulado por la Resolución del 25 de julio de 2006.
  - Estiman que, a la hora de los cortes a consumidores firmes, se debería comenzar por aquellos que no mantienen existencias mínimas de seguridad, al disponer de una fuente de energía alternativa, en línea con lo que establece el artículo 3 de la Resolución antes mencionada.

##### ***Comentarios de SAGGAS***

En fecha 23 de noviembre de 2007, tuvo entrada en el registro de la CNE escrito de Planta Regasificadora de Sagunto, S.A, (SAGGAS) mediante el cual remite alegaciones sobre la propuesta de Resolución por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-01, 02, 04 y 10. En dicho escrito SAGGAS indica lo siguiente:

- Respecto a la NGTS-01, SAGGAS considera que en el caso de las plantas de regasificación, la definición de la capacidad útil de una instalación debe distinguir entre dos supuestos: primero, cuando la producción de la planta sea superior a la mínima de operación, siendo en este caso la capacidad útil igual a la nominal; y segundo, cuando la producción de la planta sea inferior a la mínima de operación, siendo en este caso la capacidad útil igual a la nominal menos la mínima de operación.

Por tanto, de acuerdo con estos dos supuestos, la capacidad mínima de operación si podría ser contratada y utilizada si la producción de la planta es al menos igual a ella. En consecuencia, sobre la propuesta de Resolución proponen las siguientes modificaciones de las definiciones de capacidad mínima de operación, capacidad útil y capacidad contratada:

*“1.4.16 Capacidad mínima de operación.*

*Es aquella, que de existir, por debajo de la cual no puede utilizarse la instalación al no estar garantizada la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación así como el cumplimiento de los requisitos medioambientales.*

*1.4.17 Capacidad útil de una instalación*

*Es la capacidad nominal menos la capacidad mínima de operación caso de existir. En el caso de las plantas de regasificación, la capacidad útil de la instalación coincidirá con la útil siempre que la producción de la planta sea, como mínimo, igual a la mínima de operación. No obstante, es posible que esta capacidad útil pueda verse reducida por otras limitaciones dependiendo de su integración en el conjunto del sistema.*

*1.4.18 Capacidad contratada*

*Es la parte de la capacidad útil que está contratada por los usuarios del sistema. En el caso de las plantas de regasificación esta capacidad coincidirá con la nominal.*

Capacidad máxima o punta	Capacidad de los equipos de reserva	Capacidad útil, operativa o técnica	Capacidad disponible
	Capacidad nominal		Capacidad contratada
		Capacidad mínima de operación	

*Cuadro válido para plantas de regasificación con producción menor a la mínima de operación*

Capacidad máxima o punta	Capacidad de los equipos de reserva	Capacidad útil, operativa o técnica	Capacidad disponible
	Capacidad nominal		Capacidad contratada

*Cuadro válido para plantas de regasificación con producción mayor o igual a la mínima de operación.*

- Respecto a la NGTS-02, en relación con el punto 2.2 y sus disposiciones sobre la calidad del gas, SAGGAS estima que no debe recaer en el titular de la instalación la responsabilidad de resolver los incumplimientos de la calidad del GNL, sino que el responsable debe ser el causante del incumplimiento. Por ello, propone modificar el siguiente párrafo que incluye la propuesta de Resolución:

*“... 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.”*

por la siguiente redacción:

*“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 y colaborará en cuantas acciones sean necesarias para que el gas cumpla con la especificación o se proceda a su desalojo de la planta de regasificación.*

*Tras la resolución del problema, los sujetos que se hayan visto afectados podrán plantear cuantas acciones estimen pertinentes para la reparación de los daños y perjuicios que esta situación les haya ocasionado a ellos o sus clientes.”*

- Por último, respecto a la NGTS-10, SAGGAS explica que:
  - Se debería sustituir el título del punto 10.8.1 que contiene la propuesta de Resolución por *“10.8.1 Medidas a adoptar en Situación de Operación Excepcional de Nivel 2”*, con el fin de utilizar el mismo criterio que el usado en los puntos 10.6.1 y 10.7.1.
  - Se deberían incluir las modificaciones normativas en virtud de las cuales se regulen los aspectos jurídicos y económicos derivados de la declaración de una Situación de Operación excepcional para los operadores afectados por la misma.

### **Comentarios del Principado de Asturias**

En fecha 23 de noviembre de 2007, tuvo entrada en el registro de la CNE escrito del Principado de Asturias, formulando comentarios sobre la propuesta de Resolución por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-01, 02, 04 y 10. Con carácter adicional a las erratas contenidas en el texto de la propuesta de Resolución que señala el Principado de Asturias, se señalan los comentarios sobre el contenido de la misma:

- Con carácter general, se pone de manifiesto que las modificaciones que pretende introducir la propuesta de Resolución deben establecerse como complemento operativo de la legislación que se cita a continuación, no debiendo contradecirse con ella, y sí debería concretar su referencia a ella y asegurar que los términos, definiciones y resto de aspectos sean coherentes con lo ya legislado y no se produzcan redundancias innecesarias: Ley 12/2007, ITC/2309/2007, Real Decreto

1068/2007, Real Decreto 1434/2002, Real Decreto 919/2006, Resolución de 25 de julio de 2006 de la Dirección general de Política Energética y Minas y sus modificaciones posteriores, y Resoluciones de 18 de octubre de 2007 y de 17 de septiembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas. En concreto, el Principado de Asturias señala definiciones, conceptos y procedimientos contenidos en los apartados y subapartados 1, 1.1, 1.1.6, 1.2, 1.2.1, 1.2.2, 1.2.3, 1.4.12 y 1.4.13 de la NGTS-01, 2.5.2 y 2.6.6 de la NGTS-02, y 10.4, 10.6, 10.6.1, 10.7.1 y 10.8.1 de la NGTS-10.

- Por otro lado, se propone incluir referencias y temas sobre distribución que deberían ser regulados y contenidos por las NGTS.

Así, en la NGTS-01, se propone incluir el desarrollo de las condiciones técnicas de conexión entre distribuidores, disposiciones en relación con el abastecimiento de gas a las redes de distribución que garanticen dicho abastecimiento y coordinen actuaciones en caso de requerirse la aplicación de soluciones al respecto, así como en relación con las presiones mínimas de garantía en los puntos de conexión de las redes de distribución, y consideraciones respecto a los planes de mantenimiento para redes de distribución.

En la NGTS-02, se propone de nuevo incluir criterios sobre las presiones mínimas de garantía en la red de distribución, y condiciones generales sobre el acceso a estas instalaciones.

- Con carácter adicional, el Principado de Asturias estima que debe regularse e incluirse disposiciones sobre los siguientes aspectos:
  - disponibilidad de caudales y presiones adecuados en puntos de entrega
  - autorizaciones de uso de los equipos de medida para su instalación en la red según las normas UNE
  - puntos de salida desde redes de distribución a líneas directas
  - necesidad de que las Comunidades Autónomas se incluyan en los procedimientos de evaluación, prevención, desarrollo, actuaciones y

coordinación entre agentes y resolución de las Situaciones de Operación Excepcional y retorno a la operación normal, bien como participante o a modo informativo.

Además, considera conveniente incluir en la documentación a entregar por el cargador de cisternas al transportista, el destino de la carga (identificación y ubicación final) y la eliminación de referencias al mercado a tarifa.

- Por último, el Principado de Asturias propone añadir en el apartado 1.4.10, que define que ha de entenderse por reglas y procedimientos de operación, en el apartado 2.10 sobre la indisponibilidad de las instalaciones de distribución y en el apartado 10.6.1 sobre medidas a adoptar en Situación de Operación Excepcional de Nivel 0, el procedimiento que adjunta en su escrito de comentarios como anexo y *“ considerar como parámetro la saturación en una red de distribución que origina el no alcanzar las presiones mínimas de garantía en las acometidas a las instalaciones receptoras de los usuarios suministrados por redes propiedad del distribuidor que suministra a consumidores finales.”*

El procedimiento anexo, consistente en permitir operar técnicamente y de forma temporal las ERM de ENAGAS con una presión de operación un 10 % sobre la presión máxima de servicio (16 bar) con garantía de mantener la presión aguas abajo dentro de los límites permitidos, fue acordado consensuadamente con los agentes implicados, ENAGAS, Gas Natural SDG y NATURCORP REDES S.A.U, como una solución temporal a los problemas de presión registrados en 2003 en las redes de Oviedo y Gijón, y sería aplicado mientras no se construyeran los correspondientes refuerzos de las redes existentes que requieren.

### **Comentarios de ENAGAS**

En fecha 21 de noviembre de 2007, tuvo entrada en el registro de la CNE escrito de ENAGAS con comentarios sobre la propuesta de Resolución por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-01, 02 y 10.

Los comentarios remitidos se limitan al apartado 2.6.3 *Almacenamiento en tanques de plantas de regasificación de GNL por encima del incluido en peaje*, respecto al cual proponen el siguiente cambio:

*[...]*

*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 ni para el usuario ni para el titular.*

*[...]*

### **Comentarios de UNESA**

En fecha 26 de noviembre de 2007, tuvo entrada en el registro de la CNE escrito de UNESA, por el que remite comentarios de Endesa sobre la propuesta de Resolución por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-01, 02, 04 y 10.

Con respecto a la NGTS-01, los comentarios de Endesa hacen referencia a:

- La necesidad de incluir los puntos de conexión con una línea directa de un consumidor, en los apartados 1.1.2, que define los puntos de salida del sistema gasista y 1.1.4 que define los puntos de salida de la red de transporte.
- En el apartado 1.4.34, que define el gas de operación, Endesa estima que *“el gas de operación debería contemplar también autoconsumos no medidos por no funcionar o no disponer de medida en la ERM o por responder a otros de operación como venteos, trabajos de mantenimiento dentro de la posición, despresurizaciones por trabajos programados de mantenimiento de red, por averías roturas,...”*

Con respecto a la NGTS-02, los comentarios de Endesa son:

- En el punto 2.4.4, que recoge las presiones mínimas de garantía, Endesa manifiesta que las presiones señaladas deberían indicarse como presiones relativas. Además, considera que las presiones mínimas de garantía no recogen todas las casuísticas

posibles admitidas por la legislación, como por ejemplo, el caso común de puntos de conexión de gasoductos de transporte primario con redes de distribución. Por último, respecto a este apartado, expone que, de acuerdo con el artículo 64 de la Ley 34/1998, la intervención del GTS en caso de problemas con las presiones mínimas no ha de restringirse a la red básica, sino que también debe extenderse a la red de transporte secundario.

- Respecto al punto 2.4.3, donde se trata la liquidación de las mermas y el gas de operación, Endesa indica la necesidad de desarrollar este apartado en mayor detalle, pues en la actualidad no está definido quién asume, a que coste y cómo se liquidan las mermas.
- Endesa propone añadir un párrafo que actualice automáticamente las presiones mínimas de garantía en redes de distribución, definidas en el apartado 2.5.2 de la norma NGTS-02, a lo dispuesto en el artículo 65.2 del Real Decreto 1434/2002. De esta forma, considera que con la prevista adaptación del Real Decreto 1434/2002 a la Ley 12/2007 se trasladaría de forma expresa sin más el límite de los 5 bar (en lugar de los 4 bar que contempla el Real Decreto 1434/2002 y la NGTS-02) considerados en el Real Decreto 919/2006, que aprueba el Reglamento Técnico de distribución. Por otro lado, Endesa considera que existe un vacío en la NGTS-02 respecto a los puntos de conexión de otras redes a las redes de distribución de presión de diseño superior a 4 bar, posibilidad contemplada en el artículo 12 del Real Decreto 1434/2002. Por ello, propone incluir una presión mínima garantizada de 8 bar relativos si el punto de conexión se encuentra situado dentro de un sistema mallado y 6 bar relativos si se encuentra en una extensión lineal a partir de una red mallada con un único sentido de flujo. Además, proponen la intervención del órgano competente designado por la administración para los casos generales en los que, por motivos técnicos o de capacidad, no pudieran alcanzarse las presiones mínimas de garantía.

No se incluyen comentarios con respecto al las normas NGTS-04 y 10.

### ***Comentarios de Sedigas***

En fecha 23 de noviembre de 2007, tuvo entrada en el registro de la CNE escrito de comentarios del Comité de Distribuidores de Sedigas a la propuesta de Resolución por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-01, 02, 04 y 10, con comentarios particulares de ENDESA GAS, Iberdrola Distribución, Gas Natural y Naturgas.

Los distribuidores proponen en este escrito modificaciones a los apartados 2.4.3 y 2.5.2 de la norma NGTS-02.

Sobre el apartado 2.4.3, se hace referencia a la necesidad de establecer, para el reparto de mermas, un método equitativo, objetivo, transparente y no discriminatorio que debe ser consensuado entre todos los agentes.

Sobre el apartado 2.2.5, se propone la sustitución de los 4 bar señalados por 5 bar, de acuerdo con el Real Decreto 919/2006, que aprueba el Reglamento Técnico de distribución, y la UNE 60670. Así, una red diseñada a 5 bar tendría una presión de garantía de 0,4 bar, lo que permitiría su explotación de forma más eficiente y segura. Esta modificación quedaría pendiente de la modificación del artículo 65 del Real Decreto 1434/2002.

#### Comentarios particulares de Endesa Gas e Iberdrola Distribución

Endesa e Iberdrola consideran que existe un vacío en la NGTS-02 en lo referente a las presiones mínimas de garantía en los puntos de conexión de otras redes a las redes de distribución de presión de diseño superior a 4 bar, posibilidad ya contemplada en el artículo 12 del Real Decreto 1434/2002, y proponen incluir una presión mínima garantizada de 8 bar relativos si el punto de conexión se encuentra situado dentro de un sistema mallado y 6 bar relativos si se encuentra en una extensión lineal, a partir de una red mallada con un único sentido de flujo. Además, proponen la intervención del órgano competente designado por la administración para los casos generales en los que, por motivos técnicos o de capacidad, no pudieran alcanzarse las presiones mínimas de garantía.

## Comentarios particulares de Gas Natural y Naturgas

Gas Natural y NATURGAS manifiestan estar en contra de lo propuesto por Iberdrola y Endesa Gas, en primer lugar porque estiman que modificar las presiones mínimas de garantía en las redes de distribución, como proponen las comercializadoras citadas, va más allá del objetivo para el cual se creó el subgrupo de trabajo, que era adaptar las NGTS a las ITCs para 2007.

En segundo lugar, explican que actualmente la presión mínima de garantía que se utiliza en las redes de presión superior a 4 bar y hasta 16 bar es de 3 bar, tal como recoge el apartado 2.5.2 de la NGTS-02, sin que se produzcan problemas en el sistema, no existiendo, por tanto, razón para incrementar la presión de explotación de estas redes cuando se pueden operar a presiones más bajas y en mejores condiciones de seguridad. Además, el incremento de la presión de garantía a 6 u 8 bar implicaría la necesidad de inversiones en nuevas infraestructuras, modificación de estaciones de regulación y medida y de contadores.

## **5 CONSIDERACIONES DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA NGTS-01 “CONCEPTOS GENERALES”, NGTS-02 “CONDICIONES GENERALES SOBRE EL USO Y LA CAPACIDAD DE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA GASISTA”, NGTS-04 “NOMINACIONES” Y NGTS-10 “OPERACIÓN DEL SISTEMA EN SITUACIÓN EXCEPCIONAL”**

### **5.1 Consideraciones sobre la propuesta de modificación de la NGTS-01**

Como ya se indica en la propia NGTS-01, con carácter adicional a las definiciones ya contenidas en la legislación en vigor, es necesario definir determinados conceptos de aplicación a efectos de las propias NGTS. Esto se realiza en la norma NGTS-01.

La propuesta de Resolución remitida incluye, en el punto 1.1.6, los puntos que deben considerarse como puntos de salida de la red de distribución. Tal como señala el Principado de Asturias, es necesario incluir aquí el punto de conexión de una línea directa

con la red de distribución como punto de salida de la misma. De esta forma, este apartado queda redactado así:

**“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.*
- *El punto de conexión de la red de distribución con una línea directa*“

De la misma forma, se propone incluir en los apartados 1.1.2 y 1.1.4, que detallan los puntos de salida del sistema gasista, de la red de transporte y de la red de distribución, los puntos de conexión con líneas directas.

Por otro lado, la propuesta de Resolución define los distintos conceptos a considerar en relación con la capacidad de las instalaciones. En este sentido, la propuesta define la capacidad mínima de operación de una instalación como:

**“1.4.16 Capacidad mínima de operación**

*Es aquella, que de existir, por debajo de la cual no puede utilizarse la instalación al no estar garantizada la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación así como el cumplimiento de los requisitos medioambientales. No se considerará esta capacidad mínima a la hora de contratar la capacidad de un gasoducto al ser éste un flujo.”*

Se incluye además el siguiente diagrama, del que parece desprenderse que la capacidad mínima de operación de una instalación no puede ser contratada por terceros:



En este sentido, cabe destacar que la capacidad de una instalación puede definirse desde un punto de vista técnico y desde un punto de vista comercial, íntimamente relacionados.

La definición de capacidad mínima de operación entra dentro del punto de vista técnico (al igual que las capacidades máxima o punta, nominal, de reserva y útil, operativa o técnica), mientras que las capacidades contratada y disponible hacen referencia al aspecto comercial de la instalación, que dependiendo de sus características estará limitada por las características de las anteriores.

En el caso de los gasoductos, la Resolución indica que, a la hora de contratar el acceso, el titular de la instalación no debe tener en cuenta la capacidad mínima operativa, y debe ofertar al mercado la capacidad nominal.

En el caso de una planta de regasificación, como indica SAGGAS en su escrito de alegaciones, puede existir una capacidad mínima operativa. Por ejemplo, la planta puede requerir un mínimo de capacidad de regasificación (capacidad de emisión a la red de gasoductos de transporte) por debajo de la cual no podría regasificar GNL garantizando a su vez la fiabilidad y seguridad operativa de los equipos y de la instalación, así como el cumplimiento de los requisitos medioambientales. Es decir, al menos, la planta de regasificación necesita regasificar la capacidad mínima operativa para funcionar. Esta capacidad mínima operativa limitará las nominaciones diarias a la planta. No obstante, debe ser ofertada para la contratación del acceso de terceros como ocurre en el caso de los gasoductos.

En el caso de los tanques de GNL se requiere un mínimo nivel de llenado para poder extraer el gas de los mismos (capacidad mínima operativa). Este gas es un inmovilizado de la planta, no puede regasificarse y es propiedad del titular de la misma, y por tanto, el almacenamiento del tanque que pueden contratar los agentes del sistema debe reducirse en esa cantidad.

En consecuencia, con el fin de evitar distintas interpretaciones y discrepancias en relación con qué capacidad puede ser contratada por terceros, se propone la modificación de la figura que incluye la propuesta de Resolución por la siguiente figura:

<i>Capacidad máxima o punta</i>	<i>Capacidad equipos reserva</i>		
	<i>Capacidad nominal</i>	<i>Capacidad útil, operativa o técnica</i>	<i>Capacidad disponible</i>
		<i>Capacidad mínima operación</i>	<i>Capacidad contratada</i>

## 5.2 Consideraciones sobre la propuesta de modificación de la NGTS-02

La NGTS-02, tal como indica su título, describe las condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista. El punto 2.6.6 de la misma describe los requisitos de carga de cisternas de gas natural licuado (GNL), definiendo los conceptos de cargador-descargador, expedidor, transportista de cisternas y transporte de cisternas, y una serie de disposiciones generales en relación con la carga/descarga de cisternas y la documentación a aportar por los agentes.

En relación con este apartado, es importante poner de manifiesto que ya existe una propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, que es anterior a la propuesta que se informa, y que modifica este apartado. Esta propuesta de modificación del apartado 2.6.6 de la NGTS-02 ya ha sido informada hace unas semanas por la CNE.

Sin embargo, se observa que la versión del apartado 2.6.6 que se vuelve a remitir por segunda vez es antigua, y no recoge no recoge los cambios propuestos anteriormente por la citada Dirección. Por eso, es necesario sustituir el apartado 2.6.6 de la propuesta de Resolución que se informa por la versión que ha sido modificada con anterioridad.

En consecuencia, se propone la siguiente modificación del apartado 2.6.6, que incluye tanto los cambios introducidos por una propuesta de Resolución anterior a la que se informa, así como los comentarios de la CNE a dicha propuesta de Resolución anterior:

#### **“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. Se entenderá por cargador al operador de la planta de regasificación donde tiene lugar la carga. Se entenderá como descargador al operador de la planta de GNL donde tiene lugar la descarga.*
- *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 mercancías de cisternas por carretera realizada total o parcialmente en vías públicas, incluidas las actividades de carga y descarga de las mercancías peligrosas. No se incluyen los transportes efectuados íntegramente dentro del perímetro de un terreno cerrado.*
- *Pedido: la viabilidad a una petición de carga y asignación de un código, por parte del cargador, para que el expedidor pueda cargar una cisterna de GNL, y que deberá ser presentado por el transportista a su llegada a la planta de carga.*

*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 disponer el transportista de cisternas del pedido ~~de~~ declarado viable por el cargador y debidamente autorizado por el expedidor, así como en el caso de no acreditarse debida y fehacientemente que, tanto conductor como vehículo, disponen de los permisos y autorizaciones necesarios para poder efectuar el transporte previsto conforme a la normativa aplicable para el transporte de mercancías peligrosas por carretera. Antes de 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~~ tiene la obligación de 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 par su venta a consumidores cualificados o distribuidor que adquiere el gas para su venta a consumidores a tarifa)~~ expedidor ~~informará~~ deberá justificar al cargador, mediante pedido, antes del inicio de cada carga, el destino de la carga (identificación y ubicación del consumidor final).*

En caso de incumplir el transportista de cisternas su obligación de justificar al cargador el destino de la carga mediante pedido, las eventuales responsabilidades que pudieran derivarse de dicho incumplimiento, se regirán por el régimen de infracciones y sanciones previsto en la normativa vigente.

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”.

### 5.3 Consideraciones sobre la propuesta de modificación de la NGTS-10

Se proponen las siguientes modificaciones con respecto a la propuesta de Resolución remitida:

1. Dada la repercusión en la continuidad y calidad de suministro que puede tener la gestión del sistema gasista en situaciones de operación excepcional, y teniendo en cuenta las competencias de las Comunidades autónomas sobre el suministro de gas, de acuerdo con lo propuesto por el Principado de Asturias, consideramos importante que las Comunidades Autónomas afectadas dispongan de información acerca de la evaluación, prevención, desarrollo y resolución de las Situaciones de Operación Excepcional y retorno a la operación normal. Por ello, se propone introducir las modificaciones citadas a continuación en los siguientes apartados de la NGTS-10:

#### ***“10.3 Evaluación previa de la situación de operación excepcional***

*[...]*

*Las conclusiones de la evaluación previa deberán ser remitidas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la autoridad competente de las Comunidades Autónomas que puedan ser afectadas 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 las 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, y de los correspondientes organismos de las Comunidades Autónomas si fuera necesario, cualquier información adicional que considere necesaria.*

[...]

### **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, a la autoridad competente de las Comunidades Autónomas afectadas, y a la Comisión nacional de Energía.*

[...]"

2. Tal y como recomienda CORES, a la hora de los cortes a los consumidores firmes, se debería comenzar por los consumidores firmes que no estén obligados a mantener existencias mínimas de seguridad al disponer de una fuente de energía alternativa, en línea con lo que establece el artículo 3 de la Resolución de 25 de julio de 2006.

Así, se propone modificar el apartado 10.8.1 de la propuesta de Resolución según lo siguiente:

#### ***“10.8.1 Medidas a aportar por el Gestor Técnico en situación de operación Excepcional de Nivel 2***

[...]

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

[...]

*“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, comenzando por aquellos que tienen obligación de mantener existencias mínimas de seguridad”.*

[...]

*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:*

- Comenzar por aquéllos consumidores firmes que, directamente o indirectamente a través de su comercializador, no estén obligados a mantener existencias mínimas de seguridad.

[...]"

Existen comentarios muy interesantes de los miembros del Consejo Consultivo que no han sido tenidos en cuenta, porque se considera que las modificaciones que proponen exceden la finalidad con la que se creó el subgrupo que dio lugar al documento que se informa (el desarrollo normativo que asigne responsabilidades económicas y jurídicas en la declaración de situación de operación excepcional, la necesidad de adaptar las NGTS a la desaparición del mercado a tarifa en 2008 y aparición de la tarifa de último recurso, o la posibilidad de distinguir presiones mínimas de operación para las redes de distribución según éstas sean redes malladas o extensiones lineales, por ejemplo). Prueba de que puede necesitarse mayor discusión en el grupo de trabajo de las Normas, sobre estos aspectos es que no existe acuerdo entre los agentes a la hora de proponer modificaciones.

## 6 CONCLUSIONES

A la vista de lo expuesto en los apartados anteriores, se concluye que:

1. **Se informa favorablemente** la propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por las que se modifican las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS-01 “Conceptos generales”, NGTS-02 “Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista”, NGTS-04 “Nominaciones” y NGTS-10 “Operación del sistema en situación excepcional”, ya que se considera que mejora el sistema actualmente en vigor al corregir y añadir definiciones, modificar las obligaciones de los transportistas en el llenado de los gasoductos y en la retención de las mermas, modificar la redacción en vigor del nivel mínimo de llenado referido al uso de las plantas de regasificación y corregir la desaparición de la tarifa interrumpible en el mercado regulado.
2. No obstante, se propone introducir en la redacción dada por la propuesta de Resolución para las normas NGTS-01, 02, 04 y 10 los cambios que se recogen en el Anexo I del presente informe.

**ANEXO I**

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA**

**PROPUESTA DE RESOLUCIÓN**

**REMITIDA RESPECTO A LA**

**REDACCIÓN DE LAS NORMAS NGTS-**

**01, 02, 04 Y 10**

# ANEJO I

## NORMA DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA

### 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 actividad de todos los sujetos o agentes que intervienen en el sistema para garantizar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural y gases manufacturados por canalización, respetando, en todo caso, los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

#### 1. 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.
- [Los puntos de conexión con líneas directas.](#)

### 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.
- [Los puntos de conexión con líneas directas.](#)

### 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.
- [El punto de conexión de la red de distribución con una línea directa.](#)

### 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 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 (telemida).
- 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, realizado 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 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.

#### **1.4.7 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.

#### **1.4.8 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.

#### **1.4.9 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.

#### **1.4.10 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.

#### **1.4.11 Presión máxima de diseño de gasoductos**

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

#### **1.4.12 Presiones relativas mínimas de garantía en los puntos de conexión de la red de transporte**

Presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación en los puntos de conexión con redes de transporte existentes y de nueva construcción.

#### **1.4.13 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.

#### **1.4.14 Capacidad nominal**

Será la capacidad autorizada por el organismo competente en la correspondiente autorización administrativa de la instalación. Ésta coincidirá con la capacidad de diseño utilizable en operación normal, sin incluir los equipos de emergencia o reserva, y sin considerar los posibles márgenes operacionales y restricciones que puedan derivarse de las características de las instalaciones a las que está conectada.

#### **1.4.15 Capacidad máxima de una instalación (o capacidad punta)**

Será la capacidad que, respetando en todo momento los parámetros de seguridad y fiabilidad de la propia instalación (márgenes operacionales) y desde un punto de vista técnico, puede proporcionar la instalación utilizando todos los equipos de la misma, incluidos los de reserva, y sin considerar los posibles márgenes operacionales y restricciones que puedan derivarse de las características de las instalaciones a las que está conectada.

#### **1.4.16 Capacidad mínima de operación**

Es aquella, que de existir, por debajo de la cual no puede utilizarse la instalación al no estar garantizada la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación así como el cumplimiento de los requisitos medioambientales. No se considerará esta capacidad mínima a la hora de contratar la capacidad de un gasoducto al ser éste un flujo.

#### **1.4.17 Capacidad útil de una instalación**

Es la capacidad nominal menos la capacidad mínima de operación en caso de existir. No obstante, es posible que esta capacidad útil puede verse reducida por otras limitaciones dependiendo de su integración en el conjunto del sistema.

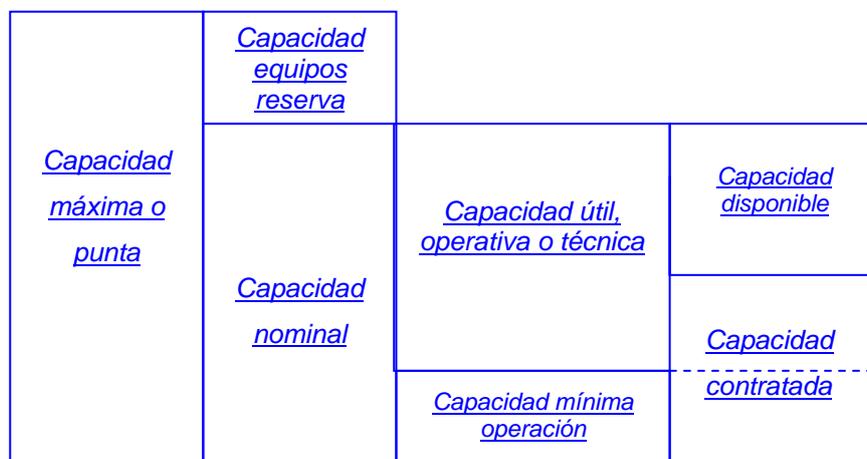
#### **1.4.18 Capacidad contratada**

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

#### 1.4.19 Capacidad disponible

Es la diferencia entre la capacidad útil y la cantidad contratada o reservada.

Las definiciones de los puntos 1.4.14, 1.4.15, 1.4.16, 1.4.17, 1.4.18 y 1.4.19 se pueden representar de la manera siguiente:



#### 1.4.20 Capacidad máxima de almacenamiento de un almacenamiento subterráneo

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

#### 1.4.21 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 del gasoducto.

#### 1.4.22 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 del gasoducto sin la utilización de medios mecánicos, 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.

#### 1.4.23 Gas extraíble por medios mecánicos de un almacenamiento subterráneo

Parte del gas colchón que puede ser extraído mediante medios mecánicos, a una presión inferior a la de diseño del gasoducto, de manera reversible, sin dañar la estructura del almacenamiento. La parte correspondiente al gas colchón extraíble por medios mecánicos sólo podrá ser extraída en situaciones de emergencia.

#### 1.4.24 Capacidad máxima extraíble de un almacenamiento subterráneo

Es el gas útil más el gas extraíble por medios mecánicos.

Las definiciones de los puntos 1.4.19, 1.4.20, 1.4.21, 1.4.22, 1.4.23 y 1.4.24 se pueden representar de la manera siguiente:

Capacidad máxima del almacenamiento subterráneo	Gas útil	Capacidad máxima extraíble	Capacidad disponible
	Gas extraíble por medios mecánicos		Capacidad contratada
	Gas colchón		

#### 1.4.25 Capacidades de inyección y extracción de un almacenamiento subterráneo

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

#### 1.4.26 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 que sea necesario para garantizar el mantenimiento de las presiones mínimas de garantía en los puntos de conexión de la red de transporte.

#### 1.4.27 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.

#### **1.4.28 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.

#### **1.4.29 Nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación**

Compuesto por el nivel mínimo operativo de llenado de GNL de los tanques de almacenamiento de las plantas de regasificación, necesario para el arranque de las bombas primarias, más la cantidad necesaria de GNL y GN contenida en los equipos y tuberías de la planta de regasificación que permitan operar la misma en sus condiciones de diseño.

#### **1.4.30 Almacenamiento útil en tanques de plantas de regasificación**

Volumen de 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 regasificación y/o carga de cisternas contratada.

#### **1.4.31 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 [y distribución](#) hasta el punto de suministro al consumidor, expresado en número de días equivalentes a la capacidad de transporte [y distribución](#) contratada.

#### **1.4.32 Almacenamiento incluido en los peajes de regasificación y carga de cisternas**

Almacenamiento de GNL en los tanques de las plantas de regasificación al que los usuarios de los servicios de regasificación y/o carga de cisternas tienen derecho al contratar el uso de las instalaciones, expresado en número de días equivalentes a la capacidad diaria contratada de regasificación y/o carga de cisternas

#### **1.4.33 Mermas**

Diferencia entre el gas introducido y el gas entregado en las instalaciones del sistema en un periodo temporal determinado. Las mermas de una instalación pueden ser de dos tipos:

- Por pérdidas físicas de gas natural que se emiten a la atmósfera no acreditables mediante lectura de contador.

- Por diferencias de medición asociadas a la incertidumbre inherente a los procesos y equipos empleados en la medición del gas en la instalación.

#### **1.4.34 Gas de operación**

Gas natural consumido por los transportistas en el ejercicio de sus funciones, acreditable mediante lectura de contador, en la operación de los equipos necesarios para el funcionamiento del sistema gasista.

A estos efectos, quedará excluido en particular cualquier consumo realizado a través de instalaciones de distribución, así como el consumo de gas que se realice para instalaciones de cogeneración y usos terciarios.

#### **1.5 Unidades de medida**

En estas Normas de Gestión Técnica del Sistema 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 millones 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 aquéllos cuya capacidad de transporte es inferior a 60.000 m<sup>3</sup> de GNL; buques medianos aquéllos 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 aquéllos cuya capacidad de descarga excede los 110.000 m<sup>3</sup> de GNL.



Comisión  
Nacional  
de Energía

## **ANEJO II**

### **NORMA DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA**

#### **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 telemedida digital:

- Puntos de descarga de buques en las plantas de regasificación de GNL (no es necesaria telemedida).
- Puntos de carga de cisternas de GNL (no es necesaria telemedida).
- 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 telemedida**

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

Asimismo, establecerán los siguientes procedimientos y métodos estándares:

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

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

## **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**

Los titulares de los gasoductos de la red de transporte serán responsables de aportar el gas con destino al nivel mínimo de llenado de sus instalaciones, tal como ha sido definido en el apartado 1.4.26, bajo el procedimiento que establezcan las disposiciones vigentes. La cantidad de este gas para cada transportista deberá ser revisada y aprobada anualmente.

La aportación de gas se llevará a cabo de forma asociada a la puesta en marcha de la instalación correspondiente.

La cantidad aportada al nivel mínimo de llenado tendrá la consideración de inmovilizado.

### **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 que supere el almacenamiento 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 informará 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 Merms y gas de operación**

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 merms, la cuantía que se establezca.

Asimismo, en los casos en los que la normativa lo establezca, dicho transportista retendrá, además del gas en concepto de merms, la cantidad que se establezca en concepto de gas de operación.

En cualquier caso, la totalidad de las merms y, en su caso, gas de operación retenido 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 merms y, en su caso, gas de operación asignados a cada instalación y enviará la información aportada junto con la propuesta sobre la cantidad a retener en concepto de merms para cada tipo de instalación, así como el reparto de los volúmenes de merms 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.

Cada mes, en los plazos establecidos reglamentariamente, los transportistas comunicarán al GTS los datos definitivos correspondientes a los balances físicos de cada una de sus instalaciones correspondientes al mes anterior, y en particular los referidos a mermas y gas de operación.

A partir de la recepción del último balance definitivo cerrado, el GTS deberá realizar, en el plazo máximo de 1 mes desde la recepción por el GTS del balance definitivo del año, una propuesta de liquidación entre los transportistas, que comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien lo aprobará previo informe de la Comisión Nacional de Energía. Los sujetos implicados deberán efectuar dicha liquidación en un plazo de 15 días naturales desde la fecha de comunicación de la misma por el GTS, tras su aprobación por la Dirección General de Política Energética y Minas.

#### **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:

1. El transportista lo pondrá en conocimiento del Gestor Técnico del Sistema;
2. 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;
3. 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 mermas 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**

Los titulares de las plantas de regasificación de GNL serán responsables de aportar el gas con destino al nivel mínimo operativo de sus plantas, tal como ha sido definido en el apartado 1.4.16, bajo el procedimiento que establezcan las disposiciones vigentes. La cantidad de este gas para cada transportista deberá ser revisada y aprobada anualmente.

La aportación de gas se llevará a cabo de forma asociada a la puesta en marcha de la instalación correspondiente.

La cantidad aportada al nivel mínimo de llenado tendrá la consideración de inmovilizado.

### **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 la cantidad incluida en el peaje de regasificación y/o carga de cisternas.

Los usuarios podrán utilizar el almacenamiento incluido en el peaje de regasificación y/o carga de cisternas para cubrir sus necesidades de operación comercial en tanques de plantas hasta la cantidad incluida 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 y/o carga de cisternas, 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 de regasificación y/o carga de cisternas, en tanques de GNL de las plantas de regasificación, siempre que exista capacidad disponible.

#### **2.6.4 Merms y gas de operación**

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 merms, la cuantía que se establezca.

Asimismo, en los casos que la normativa lo establezca, dicho operador retendrá, además del gas en concepto de merms, la cantidad que se establezca en concepto de gas de operación.

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 merms y, en su caso, gas de operación 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 merms y, en su caso, gas de operación. Si la cantidad propuesta fuese modificada respecto a la vigente en ese momento, el cambio propuesto deberá ser justificado adecuadamente.

Mensualmente, los titulares de Plantas de Regasificación comunicarán al GTS, junto con el envío del resto de información de balances físicos de sus instalaciones, el consumo de gas de operación y las merms en que han incurrido en el mes anterior.

#### **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. Se entenderá por cargador al operador de la planta de regasificación donde tiene lugar la carga. Se entenderá como descargador al operador de la planta de GNL donde tiene lugar la descarga.
- 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 mercancías de cisternas por carretera realizada total o parcialmente en vías públicas, incluidas las actividades de carga y descarga de las mercancías peligrosas. No se incluyen los transportes efectuados íntegramente dentro del perímetro de un terreno cerrado.
- Pedido: la viabilidad a una petición de carga y asignación de un código, por parte del cargador, para que el expedidor pueda cargar una cisterna de GNL, y que deberá ser presentado por el transportista a su llegada a la planta de carga.

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 disponer el transportista de cisternas del pedido ~~dado~~ declarado viable por el cargador y debidamente autorizado por el expedidor, así como en el caso de no acreditarse debida y fehacientemente que, tanto conductor como vehículo, disponen de los permisos y autorizaciones necesarios para poder efectuar el transporte previsto conforme a la normativa aplicable para el transporte de mercancías peligrosas por carretera. Antes de 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~~ tiene la obligación de 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)~~ expedidor informará deberá justificar al cargador, mediante pedido, antes del inicio de cada carga, el destino de la carga (identificación y ubicación del consumidor final).

En caso de incumplir el transportista de cisternas su obligación de justificar al cargador el destino de la carga mediante pedido, las eventuales responsabilidades que pudieran derivarse de dicho incumplimiento, se regirán por el régimen de infracciones y sanciones previsto en la normativa vigente.

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**

Los titulares de las instalaciones desarrollarán y publicarán los procedimientos para determinar las capacidades de sus instalaciones de acuerdo con lo recogido en el protocolo de detalle PD-10 "Cálculo de la Capacidad de las Instalaciones del Sistema Gasista".

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

## **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 la suya cuál es su capacidad disponible mientras dure dicha situación. Al objeto de minimizar su repercusión, las indisponibilidades se comunicarán con la máxima antelación posible. En todos los casos el titular de 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 cuál es su capacidad disponible mientras dure dicha situación. Al objeto de minimizar su repercusión, las indisponibilidades se comunicarán con la máxima antelación posible. En todos los casos el titular de 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 internacionales 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, en su caso, la reservada para el mercado a tarifa.

## **ANEJO III**

### **NORMA DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA**

#### **NGTS-04**

#### **NOMINACIONES**

#### **4. Nominaciones**

##### **4.1 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.

##### **4.2 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.
- Nominaciones entre distribuidores que estén conectados.
- 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.
- Nominaciones a los operadores de redes de transporte o a los operadores de las plantas de regasificación de GNL, conexiones internacionales, y/o de almacenamientos subterráneos por parte de los usuarios.
- Nominaciones a los operadores de otras instalaciones del sistema gasista a las que estén conectados por parte de operadores de redes de transporte, de las plantas de regasificación de GNL, conexiones internacionales, y/o de almacenamientos subterráneos.

##### **4.3 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 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.

Toda nominación tendrá que ser aceptada o denegada, dentro de los límites horarios marcados para tal fin en el protocolo de detalle PD-07. 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 4.9.

En caso de que durante el proceso de nominación ocurran indisponibilidades no programadas se tendrá en cuenta lo previsto en el punto 4.8.

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

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

#### **4.4 Procedimientos de nominación**

##### **4.4.1 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.

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 deniegue, 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, y nominará al operador de la instalación a la que esté conectado.

#### **4.4.2 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 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.

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.

#### **4.4.3 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, dentro del período 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 4.4.2, 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.

#### **4.4.4 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, 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 período de recepción de nominaciones el usuario podrá volver a enviar la nominación correspondiente. En caso contrario deberá esperar al siguiente período 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.

#### **4.5 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 establecidos a tal fin en el protocolo de detalle PD-07.

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-01).

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 12:00 horas a las 24:00 horas.

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-01) 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 período diario posterior a las 12:00 horas 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.

#### **4.6 Periodicidad y alcance de nominaciones y renominaciones**

Las nominaciones para las instalaciones de las redes de transporte se realizarán con la periodicidad y alcance recogidos en el protocolo de detalle PD-07 «Programaciones y Nominaciones en Infraestructuras de Transporte».

Las programaciones para las instalaciones de las redes de transporte se realizarán con la periodicidad y alcance recogidos en el protocolo de detalle PD-08 «Programaciones Y Nominaciones de Consumos en Redes de Distribución».

#### **4.7 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 período 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 programada.

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 4.8.

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

#### **4.8 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.

#### **4.9 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.
- Las nominaciones efectuadas por cada usuario se denegarán si no se cumplen los balances que se indican en el apartado 7.2 de la norma NGTS-07 «Balance». 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.

#### **4.10 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 teled medida 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.

## **ANEJO IV**

### **NORMA DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA**

#### **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 consumidores 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, [a la autoridad competente de las Comunidades Autónomas afectadas](#) 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, [y de los correspondientes organismos de las Comunidades Autónomas si fuera necesario](#), 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 previsible 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, 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 Normal, 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 aquél tenga establecidos contratos interrumpibles comerciales y, en caso contrario, no estará habilitado a hacerlo él.

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 acogidos al peaje interrumpible del mercado liberalizado.
- 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 concurrencial 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 en peaje interrumpible 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 acogidos al peaje interrumpible, los clientes a interrumpir se repartirán entre todo el mercado, 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 acogidos a peaje interrumpible 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 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 lograse 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~~ [del mercado liberalizado](#).

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, [comenzando por aquellos que tienen obligación de mantener existencias mínimas de seguridad](#).

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:

- [Comenzar por aquellos consumidores firmes que, directamente o indirectamente a través de su comercializador, no estén obligados a mantener existencias mínimas de seguridad.](#)
- 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, comercializadores 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, [a la autoridad competente de las Comunidades Autónomas afectadas](#) 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.