

PROTOCOLOS DE DETALLE DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

Protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista7

PD-01 11

1. **Objeto.** 11

2. **Glosario.**..... 12

3. **Condiciones generales.**..... 12

4. **Equipos de medición y análisis del gas.** 15

5. **Análisis de la calidad del gas.** 27

6. **Medición del gas.**..... 33

7. **Control metrológico de las instalaciones de medida.** 41

8. **Regularización de lecturas y mediciones.** 48

9. **Odorización del gas natural.**..... 48

PD-02 51

1. **Reparto diario Provisional** 52

2. **Reparto Diario Final Provisional.** 65

3. **Reparto de los saldos de mermas finales provisionales.**... 66

4. **Reparto Diario Final Definitivo.** 69

ANEXO 69

PD-03 78

1. **Objeto de la Predicción de la Demanda** 78

2. **Sistemas de predicción de la demanda.** 78

3. **Datos históricos.**..... 79

PD-04 80

1. **Objetivo**..... 80

2. **Publicación de información.**..... 84

PD- 05 86

1. **Criterios generales** 86

2. Consideraciones sobre la posición del buque metanero para el inicio de la operación de carga o descarga	88
3. Determinación del nivel de líquido en los tanques.....	88
4. Determinación de la temperatura del líquido y del vapor de GNL en los tanques	89
5. Determinación de la presión.....	91
6. Determinación de la calidad del GNL	91
7. Cálculos.....	96
PD- 06.....	124
1. Objeto.	124
2. Inspección de buques metaneros y estudios de compatibilidad.	124
3. Atraque seguro e instalaciones de descarga.....	126
4. Autorizaciones y Servicios Portuarios.....	126
5. Programación	126
6. Actividades logísticas de GNL.....	127
PD- 07.....	135
1. Objeto	135
2. Ámbito de aplicación	135
3. Parámetros comunes.....	137
4. Programaciones anuales	138
5. Programaciones mensuales.....	141
6. Programaciones semanales	143
7. Nominaciones y renominaciones	145
8. Criterios de confirmación de la programación/nominación/renominación de servicios en planta de regasificación	147
9. Procesamiento de programaciones, nominaciones y renominaciones en la red de transporte:.....	150

10. Procedimiento de casación en puntos de conexión entre dos infraestructuras diferentes	153
PD- 09.....	154
1. Clasificación de la demanda de gas	154
2. Identificación de variables de control relacionados con la capacidad disponible en las entradas de gas natural al sistema, tanto gas natural como gas natural licuado	156
3. Identificación de variables de control relacionados con la operatividad de las plantas de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL del sistema gasista, de las estaciones de compresión y el flujo en los nudos del sistema gasista	157
4. Identificación de variables de control de las sobrepresiones o pérdidas de presión en los gasoductos	160
5. Análisis global de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de operación del sistema	161
6. Detalle del análisis de las variables de control	164
PD-10.....	168
1. Objeto	168
2. Publicación y actualización de las capacidades de transporte	169
3. Consideraciones para el cálculo de la capacidad de las instalaciones	170
4. Cálculo de la capacidad de plantas de regasificación	171
5. Cálculo de la capacidad de almacenamientos subterráneos (AASS)	176
6. Cálculo de la capacidad de redes	183
7. Cálculo de la capacidad de un sistema de transporte	196
8. Cálculo de la capacidad de redes de distribución y de redes de transporte secundario.	200
9. Cálculo de la capacidad de plantas satélites de GNL	202
PD-11.....	206

1. Objeto	206
2. Criterios generales de reparto	206
3. Balance residual del sistema	207
PD-12	211
1. Objeto	211
2. Ámbito de aplicación	212
3. Asignación de plantas satélite a plantas de regasificación 212	
4. Documentación a presentar antes de la primera carga ...	214
5. Transporte de cisternas	215
6. Procedimiento de programación, nominación y renominación de cisternas	216
7. Procedimiento de repartos	221
8. Facturación	222
9. Procedimiento de comunicación sobre mantenimientos e incidencias	222
10. Gestión de reclamaciones	223
11. Información disponible	224
PD-13	225
1. Objeto	225
2. Ámbito de aplicación	225
3. Definiciones	225
4. Asignación de fechas de descarga de buques en la programación anual de plantas de regasificación	230
5. Asignación de fechas de descarga de buques en el horizonte trimestral	235
6. Asignación de fechas de descarga de buques en la gestión intermensual	236
7. Reglas para la asignación de prioridades en solicitudes de descarga de buques con fechas coincidentes	237

PD-14.....	238
1. Objeto	238
2. Capacidad de ERM/EM	238
3. Definición de los criterios de saturación de ERM/EM.	238
4. Definición de las acciones a realizar.	240
ANEJO	244
PD-16.....	245
1. Objeto	245
2. Puntos del sistema en los que deben facilitarse señales básicas de operación (SBO)	245
3. Responsabilidad de los titulares de las instalaciones	247
4. Sistemas de comunicación entre los centros de control de los titulares de instalaciones y entre éstos y el gestor técnico del sistema	247
5. Requisitos de los centros de control de los titulares de las instalaciones	248
6. Procedimiento de interconexión entre centros de control	248
7. Señales básicas de operación	249
8. Indisponibilidad de señales	249
PD-17.....	251
1. Objeto	251
2. Entidad encargada de las previsiones.....	251
3. Ámbito de aplicación	252
4. Flujos de comunicación en el día «d» para el día de gas «d+1»	252
5. Flujos de comunicación en el día «d» para el día de gas «d» (intradíarios)	253
6. Indicadores	257
ANEXO: PD-17.....	258

1. Indicadores relativos al cumplimiento del plazo de la provisión de información.	258
2. Indicadores relativos a la calidad de la información enviada.	259
3. Cálculo y publicación de los indicadores e informes asociados.	262
PD-18	263
1. Objeto	263
2. Ámbito de aplicación.	263
3. Nivel de existencias en la red de transporte	263
4. Bandas de existencias en la red de transporte.	265
5. Valor de referencia del nivel de existencias en la red de transporte	265
6. Publicación del desbalance agregado previsto	266
7. Cálculo de los parámetros.	266

Protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista

RESOLUCIÓN de 13 de marzo de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, desarrolla las líneas básicas que deben contener las Normas de Gestión Técnica del Sistema de gas natural, y en su artículo 13 establece que el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con el resto de los sujetos implicados, elaborará una propuesta de Normas de Gestión Técnica del Sistema, que elevará al Ministro de Economía para su aprobación o modificación.

Asimismo, el citado Real Decreto 949/2001, en su artículo 13, establece que «El Gestor Técnico del Sistema propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Economía, los protocolos de detalle en relación con las Normas de Gestión Técnica del Sistema, los cuales serán objeto de aprobación o modificación por parte de ésta, previo informe de la Comisión Nacional de Energía».

El Real Decreto 1554/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, modificado por el Real Decreto 254/2006, de 3 de marzo, en su artículo 1, asigna este Departamento ministerial la elaboración y ejecución de la política energética del Gobierno. Por su parte, el artículo 4 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, atribuye a los Ministros el ejercicio de la potestad reglamentaria en las materias propias de su Departamento.

Asimismo, el citado Real Decreto 949/2001, en su artículo 13, establece que «El Gestor Técnico del Sistema propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Economía, los protocolos de detalle en relación con las Normas de Gestión Técnica del Sistema, los cuales serán objeto de aprobación o modificación por parte de ésta, previo informe de la Comisión Nacional de Energía».

El Real Decreto 1554/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, modificado por el Real Decreto 254/2006, de 3 de marzo, en su artículo 1, asigna este Departamento ministerial la elaboración y ejecución de la política

energética del Gobierno. Por su parte, el artículo 4 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno atribuye a los Ministros el ejercicio de la potestad reglamentaria en las materias propias de su Departamento.

Asimismo, el citado Real Decreto 949/2001, en su artículo 13, establece que El Gestor Técnico del Sistema propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Economía, los protocolos de detalle en relación con las Normas de Gestión Técnica del Sistema, los cuales serán objeto de aprobación o modificación por parte de ésta, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

El Real Decreto 1554/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, modificado por el Real Decreto 254/2006, de 3 de marzo, en su artículo 1, asigna este departamento ministerial la elaboración y ejecución de la política energética del Gobierno. Por su parte, el artículo 4 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno atribuye a los Ministros el ejercicio de la potestad reglamentaria en las materias propias de su Departamento.

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

De acuerdo con lo anterior y con la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y con el artículo 13 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, la presente resolución ha sido sometida al preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Sobre la base de lo anterior, esta Dirección General resuelve:

Artículo primero. Aprobación de los Protocolos de Detalle.

Se aprueban los Protocolos de Detalle referentes a las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Artículo segundo. Ámbito de aplicación.

Los Protocolos de Detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista serán de aplicación al propio Gestor Técnico del Sistema, a todos los sujetos que accedan al mismo, a los titulares de las instalaciones gasistas y a los consumidores, y se aplicarán en todas las instalaciones del sistema gasista español, según se determina en el artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Artículo tercero. Recursos.

Contra la presente resolución podrá interponerse, en el plazo de un mes, recurso de alzada ante el Excmo. Sr. Secretario General de la Energía, de acuerdo con lo establecido en la Ley 4/1999, de 13 de enero, de modificación de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y en la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

Disposición adicional primera. Mermas.

En un plazo inferior a 60 días a contar desde el día siguiente a la publicación de esta resolución, el Grupo de Trabajo de Modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema establecerá un subgrupo de trabajo para estudio de las repercusiones en las mermas reconocidas de la aplicación del sistema de medición SGERG-88 incluido en el Protocolo 01 «Medición». Las conclusiones de dicho estudio serán tenidas en cuenta en la propuesta anual sobre mermas que debe realizar el Gestor Técnico de la Energía, en cumplimiento de lo establecido en el apartado 2.4.3 «Mermas y autoconsumos» de la Norma de Gestión Técnica NGTS-02.

Disposición transitoria primera. Publicación de información sobre poderes caloríficos y factores correctores.

En un plazo de tres meses, a partir del día siguiente a la publicación de la presente resolución, el Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web información comprensible para el consumidor final relativa a los factores de corrección por presión y temperatura (a las presiones relativas

estandarizadas), aplicables en cada municipio suministrado mediante gas natural, así como el poder calorífico diario asignado.

En el caso de los municipios con suministro de gas natural obtenido a partir de plantas satélites o alimentados mediante gas manufacturado, la información anterior será publicada en la página web de la empresa distribuidora, que será responsable de mantener dicha información actualizada.

Disposición transitoria segunda. Adaptación de los equipos de medida.

Los sujetos titulares de equipos de medición dispondrán de un período de un mes desde la fecha de publicación de esta resolución para la adaptación de dichos equipos a lo establecido en el Protocolo de Detalle 1.

Disposición final primera. Entrada en vigor.

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

Resolución 13 marzo 2006 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (publicado el «B.O.E.» 4 abril).

Vigencia: 5 de abril

PD-01

«Medición, calidad y odorización de gas »

Aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 22 de septiembre de 2011. Reemplaza el Protocolo aprobado por Resolución de 13 de marzo de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Vigencia: 30 días de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», a excepción de los apartados 6.4 y 6.5 que serán de aplicación a los 6 meses de la publicación, de lo relativo al control metrológico de los equipos e instalaciones de medida y análisis que será de aplicación a partir de la publicación de la legislación de desarrollo, y de todos los apartados referidos al gas procedente de fuentes no convencionales que entrarán en vigor al día siguiente de su publicación.

Fecha de publicación en el «Boletín Oficial del Estado»: 3 octubre 2011.

Modificado por Resolución de 29 de marzo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, según la que se modifica la tabla del apartado 4.4.5 «Esquemas de los sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo anual.»

Modificado por la Resolución de 21 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 «Medición, Calidad y Odorización de Gas» de las normas de gestión técnica del sistema gasista.

Vigencia: 8 de enero de 2013

Modificado por la Resolución de 8 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas según la que se modifica el apartado 5.2 'Especificaciones de calidad del gas'.

Modificado por la Resolución de 15 de febrero de 2019, de la Dirección General de Política y Minas según la que se modifica el apartado 6.2 sobre el factor de conversión de unidades de volumen a unidades energéticas, y el apartado 6.5 sobre publicación del factor de conversión.

1. Objeto.

El presente protocolo de detalle tiene como objeto desarrollar la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-05 «Medición». Para ello, se definen conceptos y procedimientos relacionados con la medición, la calidad y la odorización del gas natural, de los gases manufacturados, y de los gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas

obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas, siempre y cuando resulte técnicamente posible y seguro inyectar tales gases en las redes de transporte y distribución de gas natural.

2. Glosario.

En el presente protocolo de detalle se utilizan las definiciones recogidas en la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-01 «Conceptos generales» y, en lo referente al control metrológico, las contenidas en el artículo 2 y los Anexos III, IV y VI del Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida.

3. Condiciones generales.

Todas las obligaciones y responsabilidades asociadas al correcto funcionamiento y control metrológico de los equipos e instalaciones de medición, análisis y odorización, así como aquellas relacionadas con su mantenimiento, reparación y/o sustitución en su caso, junto con la seguridad exigible para los equipos e instalaciones involucradas, corresponderán y serán asumidas por los titulares de los mismos, según lo establecido en la normativa legal vigente.

3.1 Derecho de acceso a las instalaciones de medida y su comprobación.

En los puntos de conexión transporte-transporte (incluidas las conexiones de salida de las plantas de regasificación de GNL y de los almacenamientos subterráneos), transporte-distribución, distribución-distribución y en los puntos de suministro a los consumidores, el titular de la instalación deberá permitir el acceso a los equipos de medida a la otra parte implicada, tras la previa concertación de la visita.

A estos efectos, se consideran partes implicadas en los puntos de conexión los titulares de las instalaciones interconectadas, el Gestor Técnico del Sistema (GTS) y los comercializadores titulares del gas vehiculado.

Por su parte, en los puntos de suministro se considerarán partes implicadas el consumidor, el distribuidor/transportista titular de la red a la que están conectados y el comercializador que suministre. El GTS se considerará parte implicada de un punto de suministro cuando, de acuerdo con la definición incluida en la NGTS-01, se trate de un consumidor que puede condicionar con su comportamiento la operación normal de la red a la que está conectado.

Cuando el titular de los equipos de medición sea el sujeto que recibe el gas, el sujeto que lo entrega tendrá el derecho de realizar comprobaciones periódicas, tales como por ejemplo: la toma de lecturas, visitas de comprobación de elementos de medida y el estado de los elementos precintables de los sistemas de medición.

Adicionalmente a las obligaciones de control metrológico que puedan derivarse de la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología, del Real Decreto 889/2006, y de sus normativas de desarrollo, los sujetos del Sistema Gasista (transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores) podrán solicitar comprobaciones extraordinarias de los sistemas de medición. Dichas comprobaciones extraordinarias deberán tener un alcance idéntico a la verificación periódica prevista en el control metrológico del equipo.

Los gastos generados por la comprobación extraordinaria de los equipos de medida serán a cargo del solicitante salvo que el control metrológico de los mismos confirmase la existencia de una desviación superior a la admisible, en cuyo caso correrán a cargo del titular del equipo.

3.2 Derecho de acceso a la información de la telemedida.

El GTS dispondrá de acceso continuo a las telemedidas de todos los puntos de salida de la Red Básica. Este acceso no supondrá ningún coste para los usuarios. El GTS recibirá las señales de telemedida de los consumidores que pueden condicionar con su comportamiento la operación normal de la red a la que están conectados diariamente, bien de forma directa o bien a través del distribuidor.

Asimismo, los distribuidores recibirán en su centro gestor de telemedida, los datos de medida de los puntos de suministro de aquellos consumidores que dispongan de ella. Estos datos serán puestos a disposición de los agentes participantes (comercializadores, transportistas y GTS) a través del Sistema de Comunicación Transporte-Distribución (SCTD), con detalle diario, antes de las diez horas del día siguiente al día de consumo.

3.3 Derecho a instalar teled medida en los equipos de medida de los puntos de conexión.

Apartado modificado por *Resolución de 21 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 «Medición, Calidad y Odorización de Gas» de las normas de gestión técnica del sistema gasista.*

Vigencia: 8 de enero de 2013

En los puntos de conexión transporte-transporte (incluidas las conexiones de salida de las plantas de regasificación de GNL y de los almacenamientos subterráneos), transporte-distribución, distribución-distribución y en los puntos de suministro a los consumidores, que puedan tener incidencia en la operación de la red, o cuando pueda ser necesario para la realización de los balances, el titular de la instalación deberá permitir a la otra parte la instalación de teled medida en el equipo de medida. El coste de la instalación la asumirá la parte que instale el equipo.

3.4 Disposiciones normativas y normas aplicables en medición, calidad y odorización de gas.

El GTS publicará y mantendrá actualizado en su página web el listado de disposiciones normativas y normas (UNE-EN y otras) en vigor, aplicables a la medición, calidad y odorización de gas y sus equipos, habilitando la descarga de aquellos documentos que sean de acceso libre y gratuito. Asimismo, recopilará de forma comprensible para el consumidor aquella información relevante contenida en ella.

En relación con la normativa, el listado, al menos, hará referencia a:

- El extracto de las disposiciones de la normativa sectorial relativas a la lectura y medición, así como al proceso de regularización de las medidas.
- La normativa metrológica legal española y normas UNE-EN aplicables a los diferentes equipos: contadores, conversores, cromatógrafos, etc.
- La normativa española vigente y las normas UNE-EN que permiten determinar el tamaño del contador para puntos de suministro aplicable de acuerdo con el punto 4.4.4 de este protocolo de detalle.
- Las normas UNE o internacionalmente aceptadas que permiten determinar las características de calidad del gas al objeto de comprobar si cumple con las especificaciones recogidas en el epígrafe 5 de este protocolo de detalle.

- Las normas UNE o internacionalmente aceptadas que establecen los procedimientos de medida y cálculo que aplican de acuerdo con el epígrafe 6 de este protocolo de detalle.
- La altitud en metros de los municipios que se utiliza para el cálculo del factor de conversión por presión (K_p), así como el organismo oficial de estadística competente que lo publica.

Al objeto de difundir y facilitar la información anterior a los consumidores finales, tanto los distribuidores como los comercializadores deberán publicar en su página web bien una reproducción del contenido de la página del GTS, o bien un vínculo a esta página.

3.5 Manuales de operación y protocolos de medición.

Los manuales de operación y/o protocolos de medición que los titulares de las instalaciones del sistema gasista establezcan con otros titulares de instalaciones adyacentes o con consumidores, deberán ser consistentes con lo indicado en este protocolo sin perjuicio de que se puedan acordar otros aspectos no regulados entre las partes.

Los transportistas publicaran en su página web los modelos de manuales de operación y de protocolos de medición que utilicen.

4. Equipos de medición y análisis del gas.

En los puntos de conexión transporte-transporte (incluidas las conexiones de salida de plantas de regasificación de GNL y almacenamientos subterráneos), transporte-distribución, distribución-distribución y en los puntos de suministro a los consumidores, las instalaciones y equipos de medida deberán ser sometidos a las obligaciones de control metrológico que puedan derivarse de la Ley 3/1985, del Real Decreto 889/2006, y de sus normativas de desarrollo.

En cualquier caso, será requisito imprescindible disponer del certificado de conformidad previo de la instalación y equipo de medida, según lo establecido en la normativa metrológica legal española. Por otra parte, las partes implicadas, de acuerdo a la definición incluida en el apartado 3.1, tendrán derecho a constatar documentalmente que la instalación y equipo de medida disponen de la oportuna certificación de conformidad metrológica, tras la previa concertación de una visita con el titular de los mismos.

4.1 Titularidad.

En los puntos de conexión transporte-transporte, transporte-distribución, distribución-distribución y en los puntos de suministro a los consumidores finales, la titularidad de estos equipos vendrá determinada por la legislación vigente o, en su defecto, por los acuerdos alcanzados por las partes.

4.2 Puntos del Sistema Gasista que deben poseer equipos de análisis de calidad del gas.

Las instalaciones de medida de los siguientes puntos de conexión deben contar con analizadores de composición, PCS y densidad:

1. Puntos de conexión con gasoductos o yacimientos internacionales.
2. Puntos de conexión con yacimientos nacionales.
3. Puntos de descarga de buques en las plantas de regasificación de GNL.
4. Puntos de conexión con plantas de regasificación de GNL.
5. Puntos de carga de cisternas de GNL.
6. Puntos de conexión con almacenamientos subterráneos.
7. Puntos de conexión con plantas de producción de gases manufacturados y de gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas.
8. Puntos donde se pueda alterar la composición del gas, o que por su representatividad sean precisos para el adecuado cálculo de composición. Estos puntos se denominarán puntos singulares de medición de la calidad del gas de la Red Básica.
9. Puntos de conexión de consumidores que puedan condicionar la operación normal de la red a la que estén conectados, de acuerdo con definición incluida en la NGTS-01.

4.3 Puntos del sistema gasista cuyos equipos de medición y análisis deben contar con teledetector.

Las instalaciones de medida de los siguientes puntos de conexión deberán contar con teledetector digital:

1. Puntos de conexión con gasoductos o yacimientos internacionales.
2. Puntos de conexión con yacimientos nacionales.

3. Puntos de conexión con plantas de regasificación de GNL.
4. Puntos de conexión con almacenamientos subterráneos.
5. Puntos de conexión con plantas de producción de gases manufacturados y de gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas.
6. Puntos de conexión de consumidores que puedan condicionar la operación normal de la red a la que estén conectados, de acuerdo con la definición incluida en la NGTS-01, o de cualquier otro consumidor que esté obligado a disponer de teled medida de acuerdo con la legislación en vigor.

4.4 Características y especificaciones técnicas de los equipos de medida.

Con carácter general, los equipos de medida deberán estar sometidos a los siguientes criterios de actuación:

- En las líneas de medida de las conexiones transporte-transporte (incluidas las conexiones de salida de las plantas de regasificación de GNL y de los almacenamientos subterráneos), transporte-distribución y distribución-distribución, el contador deberá estar trabajando por encima del caudal de transición (Q_t) del mismo el 80% del tiempo y en ningún caso por debajo del caudal mínimo (Q_{min}).
- En los casos indicados en el párrafo anterior en que se detecte que el contador está trabajando fuera del rango para el que estaba previsto, se adoptarán, por orden de prioridad, las siguientes medidas:
 1. Adopción de acuerdos provisionales entre los responsables de la explotación de la red aguas abajo y arriba del contador.
 2. Sustitución del contador por uno de rango adecuado, o en todo caso, por el de menor rango posible sin necesidad de obra mecánica.
 3. Realización de modificaciones en la línea de medida en aquellos supuestos en que no sea técnicamente posible la opción 2. Para ello, el titular de la instalación deberá poner en marcha un plan de adecuación que deberá ser aprobado por el GTS, quien marcará los plazos de presentación de la propuesta y de realización de la misma.

Estas actuaciones se deberán realizar a la mayor brevedad posible, una vez detectada la disfunción.

4.4.1 Puntos de carga de cisternas de GNL.

En cada punto de carga de cisternas de GNL, el titular de la planta de regasificación deberá disponer de una báscula de las siguientes características:

- Rango: 60 Toneladas.
- Escala de lectura: 20 kg.
- Precisión: no inferior al 0,2% del valor leído.

La báscula y el resto de equipos utilizados para la medición, como por ejemplo los cromatógrafos, estarán sometidos al control metrológico legal que sea de aplicación, tanto en su puesta en servicio como en las verificaciones periódicas y después de su reparación o modificación, a fin de garantizar su exactitud dentro de los rangos establecidos.

4.4.2 Puntos de entrada a las redes de transporte y puntos de salida de la Red Básica de transporte.

En los puntos de entrada a las redes de transporte y en los puntos de salida de la Red Básica de transporte, cada línea de la instalación de medida constará de los siguientes elementos:

1. Un contador de gas que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, y de dinámica adecuada para cubrir el rango de caudales que circulen por el mismo. Dicho contador estará equipado con un emisor de pulsos para su comunicación con el conversor de caudal.
2. Un conversor de caudal tipo PTZ que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, con transmisor de presión absoluta y temperatura asociados, siendo el conjunto de clase 0,5 según la norma UNE correspondiente.
3. Una línea auxiliar de medida idéntica a la principal.
4. Las instalaciones de medida deberán disponer de una unidad remota, de acuerdo con las especificaciones definidas por el operador que entregue el gas, que le permita disponer de los datos de medida y de calidad del

gas (en caso de que existan) en sus centros de gestión de las telemedidas, y de acuerdo con la legislación vigente.

4.4.3 Puntos de conexión entre redes de distribución.

Los sistemas de medición en los puntos de conexión entre distribuidores, independientemente de su presión de contaje, deberán operar en el rango de caudales que el fabricante haya establecido para los mismos, disponiendo de doble línea de medición en el supuesto que el consumo de verano e invierno así lo aconseje.

En el caso de que la instalación no tenga doble línea de contaje, esta deberá disponer de un bypass que permita el cambio de contador. Asimismo, en los casos en los que se prevea, o exista, reversibilidad en el flujo entre las dos redes, el sistema de medida estará preparado para medir en ambas direcciones.

La composición de cada una de las líneas que compongan la instalación de medida dependerá de su capacidad, expresada en caudal horario nominal, y de la presión de contaje.

En sistemas de medición con presiones de contaje superiores a 4 bar, las instalaciones constarán de los mismos elementos que se indican en el apartado 4.4.2.

En sistemas de medición con presiones de contaje menores o iguales a 4 bar, las instalaciones constarán de:

1. Un contador de gas que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, y que sea de dinámica adecuada para cubrir el rango de caudales que circulen por el mismo.
2. Un conversor de caudal tipo PT o PTZ que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación. La opción escogida se concretará de acuerdo entre las partes, caso por caso, y quedará reflejada en un protocolo firmado por ambas partes, donde se definirán además los derechos y obligaciones respectivos.

Aquellos sistemas de medición que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor del presente protocolo, y cuyos esquemas no se ajusten a lo establecido en este apartado, podrán seguir siendo utilizados hasta el fin

de su vida útil, o hasta su modificación, sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos anteriores.

En los casos previstos en el apartado 3.2, los sistemas de medida deberán disponer de un equipo de telemedida que permita acceder a los datos en el centro gestor de la telemedida del distribuidor.

4.4.4 Puntos de suministro.

Apartado modificado por *Resolución de 21 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 «Medición, Calidad y Odorización de Gas» de las normas de gestión técnica del sistema gasista.*

Vigencia: 8 de enero de 2013

En el caso concreto de los sistemas de medición en los puntos de suministro la tipología de los sistemas de medición en cuanto a configuración y elementos constitutivos se determinarán en función del caudal horario máximo medido en las condiciones de referencia del sistema gasista (considerando como tales presión igual a 1,01325 bar y temperatura igual a 273,15 K) y del consumo anual, según se indica en las siguientes tablas, y en los esquemas de sistemas de medición definidos en el apartado 4.4.5.

Tabla 1: Sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo final para presiones de medición > 0,4 bar

Caudal máximo [m ³ /h]	Consumo anual (GWh)			
	< 10	≥ 10 y <100	≥ 100 y < 150	≥ 150
Q < 150	Fig III con conversor PT	-	-	-
150 ≤ Q < 350	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	-	-
350 ≤ Q < 600	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT
600 ≤ Q < 3500	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ
3500 ≤ Q < 6500	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ
Q ≥ 6500		Fig IV con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ

Tabla 2: Sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo final para presiones de medición ≤ 0,4 bar

Caudal máximo [m ³ /h]	Consumo anual (GWh)				
	< 2	≥ 2 y <5	≥ 5 y <10	≥ 10 y <100	≥ 100
Q < 150	Fig I	Fig I	Fig I	-	-
150 ≤ Q < 350	Fig I	Fig II	Fig II	Fig III con conversor PT	-
350 ≤ Q < 600	Fig I	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	-
Q ≥ 600		Fig III con conversor PT			

Nota 1: En las instalaciones de medición con esquemas I y II, la corrección se efectuará mediante el factor de conversión fijo resultante de aplicar lo dispuesto en el epígrafe 6.2.

Nota 2: Las instalaciones que deban disponer del esquema I pero que por necesidades operativas no se pueda cambiar el contador en horario laboral (de 8 a 18 horas), deberán pasar a disponer del esquema II.

Nota 3: Para los conjuntos de regulación y medida de los tipos A-6, A-10-B y A-10-U recogidos en la norma UNE 60404-1, el sistema de medición deberá cumplir los requisitos de diseño y funcionamiento establecidos en dicha norma, no siendo de aplicación los requisitos de este apartado.

Los sistemas de medición se diseñarán en base al caudal horario máximo previsto, así como a su modulación, es decir, se deberá asegurar que el contador elegido cubra en todo momento el rango de caudales que circule por el mismo, incluido el caudal horario mínimo, de acuerdo con lo que reglamentariamente esté establecido.

En los consumidores cuyas variaciones de consumo imposibiliten que un sistema de medición con un solo contador cubra con su extensión de medida las citadas variaciones, la medición de gas se deberá realizar en base a un sistema de conmutación en paralelo que cubra estas variaciones de caudal o bien se deberán independizar los consumos.

En los casos en los cuales el consumidor contrate un suministro superior al que tenía, que conlleve un cambio en la tipología de la instalación de contaje existente, el titular de la instalación deberá poner en marcha un plan de adecuación que será previamente aprobado por el operador de la red correspondiente, asistiendo al comercializador análogo derecho.

En los casos en que se detecte que el consumidor ha bajado su consumo de forma que conlleve un cambio de equipos en la instalación de contaje existente, el titular de la instalación deberá poner en marcha un plan de adecuación que será previamente aprobado por el operador de la red correspondiente, asistiendo al comercializador análogo derecho.

Los operadores de las redes, deberán comunicar a los consumidores conectados a sus redes y que están obligados a disponer de telemedida en sus instalaciones de medición, sus protocolos de comunicación de forma que permitan recibir dicha información en su centro gestor de telemedidas.

Aquellos sistemas de medición que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor del presente protocolo, y cuyos esquemas no se ajustaran a lo establecido en este apartado, podrán seguir siendo utilizados hasta el fin de la vida útil de los mismos, sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos anteriores.

4.4.5 Esquemas de los sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo anual.

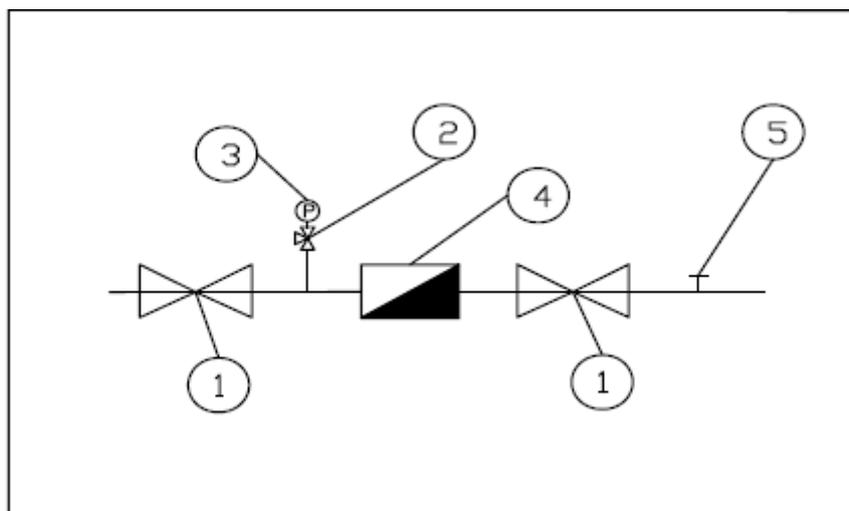
Apartado modificado por *Resolución de 29 de marzo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas*, según la que se modifica la tabla del apartado 4.4.5 «Esquemas de los sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo anual.»

Vigor: 24 de abril de 2012

Apartado modificado por *Resolución de 21 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas*, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 «Medición, Calidad y Odorización de Gas» de las normas de gestión técnica del sistema gasista.

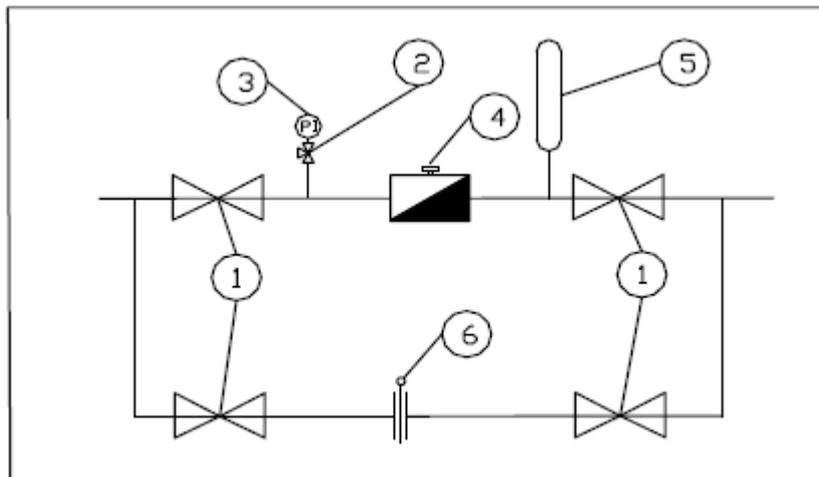
Vigencia: 8 de enero de 2013

Figura I



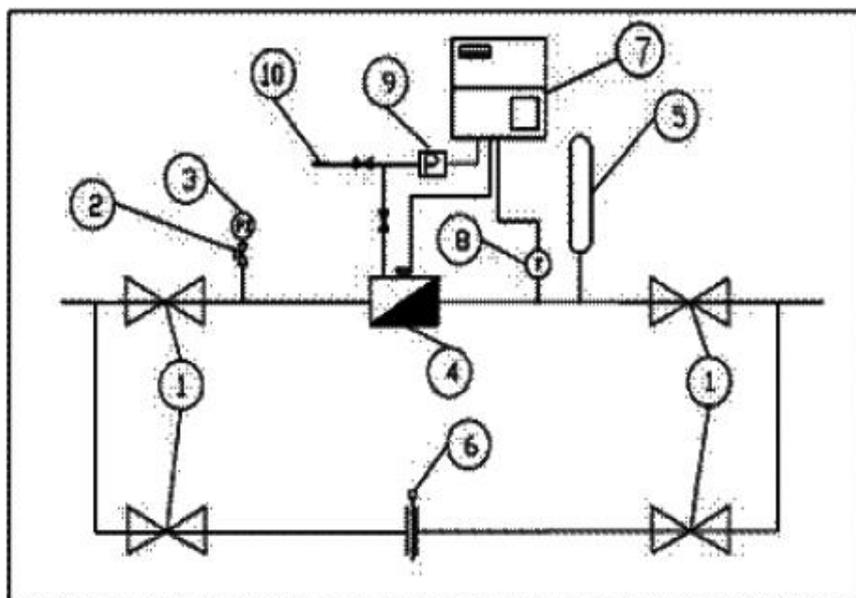
1. Válvula de cierre
2. Válvula de 3 vías con toma de ¼" para manómetro patrón de contrastación
3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*)
4. Contador
5. Toma de presión débil calibre (PC<150 mbar)

Figura II



1. Válvula de cierre
2. Válvula de 3 vías con toma de ¼" para manómetro patrón
3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*)
4. Contador
5. Termómetro
6. Disco en ocho

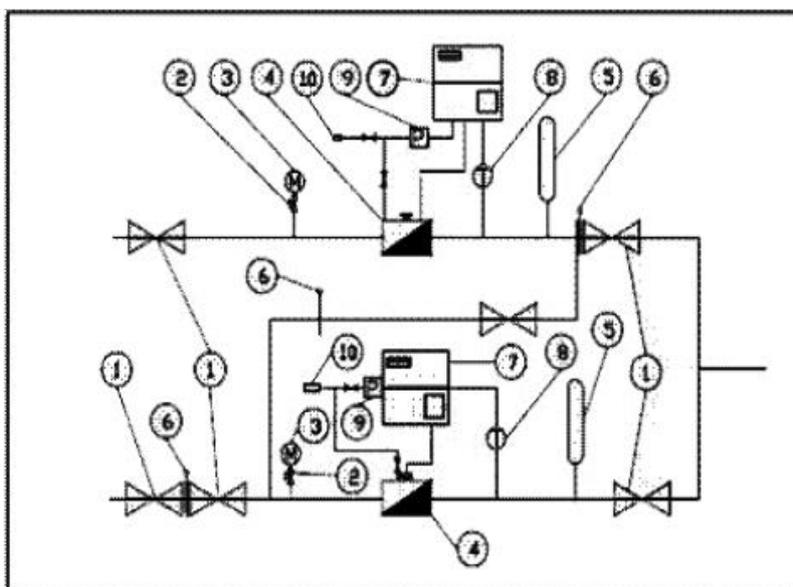
Figura III



1. Válvula de cierre
2. Válvula de 3 vías con toma de ¼" para manómetro patrón

3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*)
4. Contador
5. Termómetro
6. Disco en ocho
7. Conversor electrónico de volumen
8. Sonda de temperatura
9. Transmisor de presión (puede ir incorporado dentro del CR)
10. Toma de presión de ¼" con válvula precintable para contrastaciones

Figura IV



1. Válvula de cierre
2. Válvula de 3 vías con toma de ¼" para manómetro patrón
3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*)
4. Contador
5. Termómetro
6. Disco en ocho
7. Conversor electrónico de volumen
8. Sonda de temperatura
9. Transmisor de presión
10. Toma de presión de ¼" con válvula precintable para contrastaciones

(*) En función de la casuística existente y de la presión de trabajo del contador (P_r), se utilizarán los siguientes tipos de manómetros:

$P_r \leq 0.08$ bar	esfera de ϕ 80-100 mm y clase 1.6 o bien esfera de ϕ 100 mm y clase 1
0.08 bar < $P_r \leq 0.4$ bar	esfera de ϕ 100 mm y clase 1 o bien esfera de ϕ 150 - 160 mm y clase 0.6
$P_r > 0.4$ bar	esfera de ϕ 150 -160 mm y clase 0.6

4.5 Características y especificaciones técnicas de los equipos de análisis.

Los equipos de determinación de la calidad deberán disponer de la evaluación de conformidad metrológica otorgada por la autoridad competente de la Unión Europea, ser digitales, con registros horarios y diarios, con una capacidad de almacenamiento mínimo de 31 días y deberán poder facilitar como mínimo la siguiente información mediante análisis continuo del flujo de gas:

- Porcentajes molares de cada uno de los siguientes componentes: Nitrógeno, Dióxido de Carbono, Metano, Etano, Propano, Iso-butano, n-butano, n-pentano, Iso-pentano, fracción C6+.
- Poder calorífico inferior (PCI) y poder calorífico superior (PCS) en kWh/m³ (en condiciones de referencia).
- Densidad relativa (d).
- Índice de Wobbe (W) en kWh/m³ (en condiciones de referencia).

Estos cálculos se realizarán conforme a la norma UNE correspondiente. El cálculo del PCS del gas en base volumétrica se expresará como $H_s [t_1, p_1, V(t_2, p_2)]$ en las condiciones de referencia [0 °C, V (0 °C, 1,01325 bar)].

En las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, para el cálculo del PCS del gas se utilizará lo dispuesto en el protocolo de detalle que sea de aplicación en su caso.

En las conexiones con plantas de producción de gases manufacturados y de gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas, se deberán instalar equipos de análisis y control que permitan realizar las comprobaciones en continuo del gas introducido al sistema. Dichos equipos deberán ser aceptados por las partes interconectadas y disponer de las certificaciones correspondientes.

Los titulares de instalaciones que dispongan de equipos que no cumplan las características indicadas, deberán diseñar un plan para sustituir o adaptar sus equipos que deberá ser validado por el GTS.

5. Análisis de la calidad del gas.

5.1 Responsabilidad de los agentes.

5.1.1 Puntos de medición y control periódico de los equipos y sistemas de medida.

Corresponderá al GTS la definición de los puntos singulares de medición de la calidad del gas de la Red Básica donde sea necesaria la instalación de un equipo de análisis de los parámetros de la calidad del gas.

El titular de la instalación dónde se ubica un equipo de análisis de calidad del gas controlará periódicamente el sistema de medición con objeto de comprobar su correcto funcionamiento y enviará al GTS, en el menor plazo posible, una descripción detallada de las incidencias del equipo de análisis de calidad de gas detectadas, junto con los resultados obtenidos en el caso de aplicación de medidas correctoras.

El GTS supervisará la realización de estos controles, y emitirá un informe anual señalando, por cada titular y para cada instalación, un resumen comprensivo de las incidencias detectadas en el año, agrupándolas por tipos homogéneos, un detalle de cada incidencia detectada, una valoración del impacto en la medición, así como las medidas correctoras aplicadas o que se deben aplicar. Los titulares de los equipos recibirán la parte del informe referida a los mismos, y la totalidad del informe podrá ser solicitado por la Comisión Nacional de Energía y por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Todos y cada uno de los titulares de las instalaciones de control de calidad del gas estarán obligados a almacenar los resultados de los controles y análisis realizados.

Cada seis meses el GTS debe emitir una relación de las redes donde se debe cambiar la calidad del gas y la nueva composición a introducir en los conversores PTZ.

5.1.2 Calidad del gas.

Los usuarios del Sistema Gasista que introduzcan gas serán los responsables de su calidad y del cumplimiento de las especificaciones recogidas en este protocolo de detalle.

Los usuarios que inyecten en el Sistema Gasista gases manufacturados o gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas, deberán justificar, mediante certificación emitida por los organismos competentes correspondientes, que el gas aportado cumple las especificaciones establecidas en el apartado 5.2, para su entrada en la red de transporte.

Adicionalmente, la introducción de gases producidos mediante procesos de digestión microbiana estará condicionada a la evaluación, por parte del usuario, del riesgo que los microorganismos y otros posibles componentes minoritarios de estos gases puedan representar para la salud de las personas o para la integridad de las instalaciones o aparatos de consumo.

El titular del punto de entrada de gas en el Sistema Gasista deberá supervisar la calidad del gas que se introduce al objeto de informar al GTS y a todos los sujetos afectados, tan pronto como sea posible, de cualquier deficiencia de la calidad del gas, estimando la duración posible del incumplimiento. En cualquier caso, el GTS podrá adoptar las medidas que considere necesarias para anular o minimizar el impacto que esta eventualidad pueda tener en el Sistema Gasista.

No obstante, cuando el transportista sea avisado o compruebe que va a recibir o está recibiendo un gas en el punto de entrada fuera de las especificaciones de calidad establecidas, podrá:

1. Rechazar total o parcialmente el gas fuera de especificaciones.
2. Aceptar, excepcionalmente en el caso de las plantas de regasificación, total o parcialmente el gas, respetando los criterios de fiabilidad y seguridad del Sistema Gasista, es decir, el gas que se introduzca en el sistema de transporte y distribución sí deberá cumplir las especificaciones de calidad. En este caso, el propietario del gas pagará al transportista los costes, debidamente justificados, incurridos por

éste con motivo de la aceptación del gas natural fuera de especificaciones.

El titular de la instalación con un punto de entrada de gas en el Sistema Gasista no tiene la obligación de entregar el gas natural en los puntos de salida con exactamente las mismas características que el gas que fue introducido por los puntos de entrada, siempre que se entregue la cantidad acordada en términos de energía.

El gas entregado al consumidor, sea cual fuera su origen, no deberá contener partículas de polvo u otras impurezas en cantidades tales que pudieran perjudicar la salud de los consumidores o dañar las instalaciones de los mismos.

5.2 Especificaciones de calidad del gas.

Apartado modificado por Resolución de 8 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06, NGTS-07 y los protocolos de detalle PD-01 y PD-02.

Todo el gas introducido en los puntos de entrada del Sistema Gasista, deberá cumplir con las especificaciones de calidad de la siguiente tabla:

Tabla 3: Especificaciones de calidad del gas introducido en el Sistema Gasista

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13,403	16,058
PCS	kWh/m ³	10,26	13,26
Densidad relativa		0,555	0,700
S Total	mg/m ³	-	50
H ₂ S + COS (como S)	mg/m ³	-	15
RSH (como S)	mg/m ³	-	17
O ₂	mol %	-	0,01
CO ₂	mol %	-	2,5
H ₂ O (Punto de rocío)	°C a 70 bar (a)	-	+ 2
HC (Punto de rocío)	°C a 1-70 bar (a)	-	+ 5

Polvo / Partículas	-	Técnicamente puro
--------------------	---	-------------------

(*) Tabla expresada en las siguientes condiciones de referencia: [0°C, V(0°C, 1,01325 bar)]

Además de las características anteriores, los gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas obtenido a partir de biomasa u otro tipo de gas producido mediante procesos de digestión microbiana, deberán cumplir con las especificaciones de calidad de la siguiente tabla:

Tabla 4: Especificaciones de calidad del gas procedente de fuentes no convencionales introducido en el Sistema Gasista :

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
Metano (CH ₄)	mol %	95-90	-
CO	mol %	-	2
H ₂	mol %	-	5
Compuestos Halogenados: - Flúor/Cloro	mg/m ³	-	10/1
Amoníaco	mg/m ³	-	3
Mercurio	µg/m ³	-	1
Siloxanos	mg/m ³	-	10
Benceno, Tolueno, Xileno (BTX)	mg/m ³	-	500
Microorganismos	-	Técnicamente puro	
Polvo/Partículas	-	Técnicamente puro	

(*) Tabla expresada en las siguientes condiciones de referencia: [0°C, V(0°C, 1,01325 bar)]

En relación con el contenido de O₂ del biogás inyectado en las redes, la inyección de biogás deberá de cumplir lo siguiente:

a) Inyección de biogás en redes de transporte.

Con carácter general se aceptará la inyección de biogás en la red de transporte con un contenido de O₂ hasta el 0,3 mol % siempre que concurren simultáneamente las siguientes circunstancias en el punto de inyección:

1. El contenido en CO₂ no deberá superar en ningún momento el 2 mol %.
2. El punto de rocío de agua no deberá superar en ningún momento los menos ocho grados centígrados (- 8 °C).
3. El volumen de inyección de biogás en la red de transporte troncal nunca excederá de 5.000 m³/h (en condiciones de referencia). Para volúmenes mayores y en todo caso para el resto de puntos de entrada al sistema gasista, el volumen máximo de inyección de biogás se determinará para cada caso concreto en función de la calidad y el volumen del gas vehiculado de la red a la que se conecte, por el titular de la misma y se comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas, al GTS y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) Inyección de biogás en redes de distribución.

Con carácter general se aceptará la inyección de biogás en la red con un contenido de O₂ hasta el 1 mol % siempre que concurren simultáneamente las siguientes circunstancias en el punto de inyección:

1. El contenido en CO₂, no deberá superar en ningún momento el 2 mol %.
2. El punto de rocío de agua no deberá superar en ningún momento los menos ocho grados centígrados (-8 °C).

Cuando la inyección tenga lugar en la red de distribución y no se cuente con las instalaciones necesarias para evacuar el gas a la red de transporte, el distribuidor comunicará al usuario el caudal máximo que podrá inyectar. A los efectos del cálculo del caudal máximo admisible, el titular de la red de distribución podrá solicitar información al Gestor Técnico del Sistema o a los titulares de redes de distribución en cascada.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá las discrepancias que puedan presentarse entre agentes en los puntos de inyección de biogás en la red de distribución.

En aquellos casos en los que la inyección del biogás se realice a través de una estación de regulación y medida, a los efectos de cumplir las exigencias anteriormente expuestas en relación a la calidad del gas, se medirán las

características del gas en el punto de salida de la estación de regulación y medida en la que el biogás es inyectado.

5.3 Criterios generales para el procedimiento de análisis de la composición del gas.

Adicionalmente a los requisitos establecidos para los instrumentos de medida en el ámbito del control metrológico, derivados de la Ley 3/1985 y de sus normativas de desarrollo, diariamente, el cromatógrafo llevará a cabo una calibración automática utilizándose para ello botellas de gas patrón elaboradas por suministradores acreditados para el análisis del gas natural según la norma ISO 17025.

El cromatógrafo se calibrará con un gas patrón de composición similar al gas analizado.

Los datos sobre la calidad del gas, necesarios para realizar las funciones encomendadas al GTS, se enviarán a través del Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR).

5.4 Cambio de la calidad del gas en los conversores PTZ.

Cada seis meses el GTS debe emitir una relación de las redes donde se debe cambiar la calidad del gas y la nueva composición a introducir en los conversores PTZ.

Formarán parte de esta relación, aquellas redes donde el PCS medio del semestre supere en $\pm 1\%$ al PCS del gas que está introducido en los correctores PTZ de los equipos de medida de una red.

En aquellas redes que estén dentro del rango de variación de $\pm 1\%$ del PCS, el GTS analizará la variación de Z que supone la composición media del gas en el último semestre respecto a la composición del gas utilizado en esos momentos en los correctores PTZ. De observarse que es significativa en relación con los rangos de error permitidos en los equipos de medición, incluirá también estas redes en la relación que tiene que emitir.

A los efectos de realizar modificaciones de parámetros en los equipos de medida se aplicará la normativa metrológica en vigor, pudiendo asistir al cambio las partes implicadas, si así lo manifiestan.

En el caso de los conversores de caudal conectados a cromatógrafo en continuo, estos valores se introducirán como valores por defecto, aunque en caso de fallo de la señal del cromatógrafo se tomará el último dato válido.

6. Medición del gas.

6.1 Procedimientos de medición en puntos del Sistema Gasista.

Como criterio general, los procedimientos de medida y cálculo se ajustarán a lo establecido en la norma UNE correspondiente.

6.1.1 Procedimiento de medida en la descarga de buques.

Será de aplicación lo dispuesto en el Protocolo de Detalle PD-05 «Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros».

6.1.2 Procedimiento de medida en los puntos de entrada y salida de la red de transporte y en los puntos de conexión transporte-transporte, transporte-distribución y distribución- distribución.

En los puntos de entrada y salida de la red de transporte, las conexiones con plantas de regasificación de GNL, las conexiones internacionales, las conexiones con yacimientos nacionales, las conexiones con almacenamientos subterráneos y las conexiones con plantas de producción de gas manufacturado y de gas procedente de fuentes no convencionales, el titular de la instalación de medida realizará la lectura de los equipos.

En los puntos de transferencia de gas entre dos distribuidores, la lectura de los equipos de medida la realizará el distribuidor titular de la instalación.

En ambos casos, independientemente del derecho a asistir a la toma de lecturas que ampara a la otra parte, en el supuesto de que no asista, el responsable de la toma de la lectura la pondrá a su disposición en un plazo no superior a los dos días hábiles.

La toma de lecturas se realizará al final del período de lectura mensual, según calendario aprobado por ambas partes. En los puntos de entrega que estén teledados, este período de lectura «in situ» podrá ampliarse, siempre que las dos partes lleguen a un consenso.

El operador correspondiente elaborará un parte diario de emisión de gas, que facilitará al distribuidor aguas arriba o al transportista, en función de la red a la que esté conectada la instalación para que éste pueda realizar sus

funciones. Esta información se facilitará a través del SCTD o del SL-ATR, según sea el destinatario.

6.1.3 Procedimiento de medida en la carga de cisternas de GNL.

Las cisternas de transporte de GNL deberán cumplir con la normativa y reglamentación vigente en España para este tipo de transportes.

A efectos de medición y antes de la primera carga, el propietario de la cisterna deberá poner a disposición del titular de la planta de regasificación la siguiente documentación:

- Placa de características de la cisterna.
- Certificado de capacidad emitido por una entidad debidamente autorizada.

La medición del GNL entregado en cada cisterna se realizará en kWh, en base a:

- Al peso neto (en kg) determinado en báscula, por diferencia entre las pesadas de salida y de entrada del camión cisterna.
- La calidad del GNL (PCS expresado en kWh/kg y kWh/m³ en condiciones de referencia) obtenido a partir del análisis en continuo por cromatografía de muestras representativas del GNL cargado en cisternas.

La cantidad de GNL cargado en cada cisterna se obtendrá partiendo de los conceptos anteriores, la cual constará en la documentación que se entregue.

Asimismo, el titular de la planta de regasificación informará diariamente al GTS, a través del SL-ATR, de las salidas de GNL para cada distribuidor, comercializador o consumidor que aporte gas al sistema.

6.1.4 Procedimiento de medida en los puntos de suministro.

Para el caso de consumidores que dispongan de equipos de telemedida en sus instalaciones de medición, los datos de consumo diario serán transmitidos al operador de la red a la que se hallen conectados, mediante un equipo de telemedida que utilice el protocolo de comunicación definido por dicho operador.

Los consumidores obligados a disponer de telemedida y que no la tengan operativa deberán facilitar al distribuidor/transportista al que estén conectados, cada día antes de las 6 horas, las lecturas de los equipos de medición correspondientes al consumo del día anterior. Para ello utilizarán los formatos que les habrá facilitado el distribuidor/transportista y los envíos se realizarán, preferentemente, por correo electrónico.

El operador de la red realizará una lectura mensual de toma de datos de todos los consumidores con volumen anual superior a 100.000 kWh, que no dispongan de teled medida, o ésta no esté operativa.

En aquellos consumidores que reglamentariamente estén obligados a disponer de teled medida, y no dispongan de ella o teniéndola no esté operativa, siendo ello responsabilidad del consumidor, el reparto diario de consumos se efectuará aplicando un procedimiento establecido a tal fin que, de forma previa a su aplicación, deberá ser conocido por el consumidor y por el comercializador afectados.

El operador de la red será el responsable de transformar estos datos en unidades de energía e incorporarlos al SL-ATR para que se puedan realizar los correspondientes Balances y Repartos.

Para consumidores con volumen anual igual o inferior a 100.000 kWh, se realizarán lecturas de toma de datos con la periodicidad indicada en la legislación vigente. En estos casos, el reparto diario de consumos se basará en lo dispuesto en las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06 «Repartos» y NGTS-07 «Balance».

En cualquier caso, se estará a lo dispuesto en la legislación vigente.

6.2 Conversión de unidades de volumen a energéticas.

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

Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores, m³, a la unidad de medida de energía establecida, kWh, se utilizará el valor energético del gas natural referido al poder calorífico superior (PCS), medido en las condiciones de referencia del sistema gasista de 1,01325 bar (1 bar = 10⁵ Pa) y 273,15 K. La fórmula de cálculo a aplicar será la siguiente:

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

Siendo:

E = Energía entregada en el punto de suministro.

V = Volumen medido en las condiciones de suministro.

Fc' = Factor de conversión de volumen.

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

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

Siendo:

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

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

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

$$Fc = \frac{Pc.suministro}{Pc.referencia} \times \frac{Tc.referencia}{Tc.suministro} \times \frac{Zc.referencia}{Zc.suministro} = K_p \times K_t \times K_z$$

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

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

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

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

$$Fc = \frac{Pc.suministro}{Pc.referencia} \times \frac{Tc.referencia}{Tc.suministro} = K_p \times K_t$$

Siendo:

K_t = Factor de conversión por temperatura.

K_p = Factor de conversión por presión.

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

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

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

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

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

Donde:

P_c = Presión relativa de suministro (bar).

P_{atm} = Presión atmosférica (bar).

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

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

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

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

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

Siendo «d» la densidad del aire (ISO 6976) interpolada a T_{gas} (10°C) y «g» la aceleración estándar de la gravedad, con valores:

$d = 1,2471$

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

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

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

6.3 PCS aplicable a consumidores conectados a redes de transporte.

En el caso de consumidores conectados a redes de transporte se aplicarán los valores diarios de PCS que correspondan al punto de medición más próximo situado aguas arriba.

6.4 PCS aplicable a consumidores conectados a redes de distribución.

Para los puntos de suministro, que no dispongan de equipos de medición del poder calorífico superior (PCS), se les asignará, a efectos de facturación, el poder calorífico superior medio diario (PCS_{Diario}) correspondiente a la red de distribución donde se ubiquen, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$PCS_{Diario} = \frac{\sum_{i=1}^m (V_i * PCS_i)}{\sum_{i=1}^m V_i}$$

Donde:

i = Conexión de la red de distribución donde se ubica el punto de suministro, con la red de transporte

m = Número de conexiones de la red de distribución donde se ubica el punto de suministro, con la red de transporte

V_i = Volumen de gas vehiculado el día "d" a través de la conexión "i" de la red de distribución donde se ubica el punto de suministro

PCS_i = PCS medio del gas medido por el cromatógrafo asociado a la conexión "i" de la red de distribución, ya sea el que se ubique en el PCTD o el más próximo situado aguas arriba.

6.4.1 Consumidores sin equipo de telemedida

En el caso de consumidores de lectura mensual o superior, para determinar el poder calorífico superior medio (PCS_{Medio}) a utilizar en el cálculo de los kWh consumidos en el período de facturación, se aplicará la media de los valores diarios del PCS_{Diario} de la red de distribución donde se ubique el consumidor, ponderada por el volumen diario de gas vehiculado a través de la misma, durante los 30 ó 60 días inmediatamente anteriores al día «n-2» de la última lectura, en función de si la lectura es mensual o bimensual, y de acuerdo con las siguiente fórmulas.

Lectura mensual:

$$PCS_{Medio} = \frac{\sum_{d=n-32}^{n-3} (V_d * PCS_{Diario d})}{\sum_{d=n-32}^{n-3} V_d}$$

Lectura bimensual:

$$PCS_{Medio} = \frac{\sum_{d=n-62}^{n-3} (V_d * PCS_{Diario d})}{\sum_{d=n-62}^{n-3} V_d}$$

Donde:

PCS_{Medio} = Poder calorífico superior medio aplicable a los periodos de facturación cuya última lectura se realice el día «n»

d = Día del periodo de facturación.

n = Día de la última lectura.

V_d = Suma del volumen de gas vehiculado el día «d» a través de todas las conexiones de la red de distribución donde se ubica el consumidor, con la red de transporte.

$PCS_{\text{Diario,d}} = PCS_{\text{Diario}}$ del gas vehiculado a la red de distribución dónde se ubica el punto de suministro durante el día «d».

6.4.2 Consumidores con equipo de telemedida.

En el caso de puntos de suministro con telemedida, se aplicará al menos el poder calorífico superior diario (PCS_{Diario}), calculado según se ha descrito, al consumo diario, pudiendo utilizarse los datos horarios (PCS_{Horario}) en caso de disponer de dicha información.

Cuando se utilicen los datos horarios del PCS, estos se asignarán de la siguiente manera:

- Si el punto de suministro está situado en una red de distribución con un único punto de conexión con la red de transporte se le asignará el PCS_{Horario} que determine el equipo de análisis asociado a la conexión.
- Si el punto de suministro está situado en una red de distribución con varios puntos de conexión con la red de transporte, el valor del PCS_{Horario} se corresponderá con el valor medio de los datos de PCS_{Horario} que determinen los equipos de análisis asociados a cada una de las diferentes conexiones, ponderados por el volumen horario de gas vehiculado por cada una de ellas.

6.5 Información a publicar sobre el factor de conversión.

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

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

Asimismo, en el SL-ATR se identificará para cada red municipal, el número de conexiones con la red de transporte, así como los cromatógrafos asociados

a cada conexión, recogiendo para cada una de ellas el poder calorífico superior medio diario (PCS_i) y el volumen diario de gas vehiculado a través de ellas (V_i), así como el poder calorífico superior medio diario de la red donde se ubiquen los puntos de suministro (PCS_{Diario}), calculado según lo establecido en el apartado 6.4.

Diariamente, el GTS publicará en el SL-ATR el poder calorífico superior medio de cada red de distribución (PCS_{Medio}) correspondiente al día anterior (día «n») y calculado según lo establecido en el apartado 6.4.1.

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

La información anterior, comprensible para el usuario final, que incluya el factor de conversión F_c aplicable a las presiones de suministro, incluyendo cada una de las seis presiones relativas estandarizadas (20 mbar, 22 mbar, 50 mbar, 55 mbar, 100 mbar y 150 mbar) de cada red de distribución, junto con su poder calorífico superior medio diario (PCS_{Diario}), será publicado en la página web del GTS. Asimismo dicha página incluirá la posibilidad de que los consumidores de lectura mensual o superior, introduciendo la red de distribución del punto de suministro y la fecha de la última lectura del consumo a facturar, puedan obtener el PCS_{Medio} aplicable en la factura.

7. Control metrológico de las instalaciones de medida.

Las instalaciones de medición y análisis de gas deberán cumplir aquellos aspectos regulados por la normativa metrológica legal española de aplicación y, en particular, por lo dispuesto en la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología, y sus normativas de desarrollo.

Los contadores y conversores incluidos en el alcance de la Orden Ministerial de 26 de diciembre de 1988, y/o de la Directiva 2004/22/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 31 de marzo de 2004, deberán haber sido puestos en servicio de acuerdo con la correspondiente normativa que les sea de aplicación.

Desde el 30 de octubre de 2006, la fase de comercialización y puesta en servicio de los contadores y conversores deberá cumplir con lo previsto en el Anexo VI del Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida, y en su normativa de desarrollo que les sea de aplicación.

En aquellos aspectos en los que no exista desarrollo normativo, será de aplicación lo dispuesto en este epígrafe.

7.1 Responsabilidad de los agentes.

El control metrológico de los equipos, incluyendo las verificaciones metrológicas, se realizará según lo establecido en materia de competencias, ejecución y obligaciones de los diferentes agentes, en la Ley 3/1985 y en el Real Decreto 889/2006, corriendo los gastos generados a cargo del sujeto titular de los equipos, salvo acuerdos firmados entre las partes o subrogados a ellos por una de las partes, firmados con anterioridad a la entrada en vigor de este protocolo de detalle.

7.2 Requisitos generales

Como criterio general, el marco competencial para la ejecución del control metrológico de los sistemas de medida, los agentes intervinientes en el mismo y su designación, así como los requisitos que deben cumplir, serán los definidos en la normativa metrológica legal vigente.

Se deberán establecer programas de verificación metrológica periódica de los sistemas de medición para averiguar si éstos conservan la precisión de medida requerida, o si resulta necesario ajustar o reparar alguno de los elementos que constituyen el sistema.

La verificación metrológica periódica de los contadores, excepto los ultrasónicos, se deberá realizar por medio de laboratorios acreditados conforme a los criterios de la Norma ISO 17025 para la realización de calibraciones de contadores de gas. En el caso de que la presión de operación del contador sea superior a 35 bar, la verificación metrológica deberá realizarse por medio de laboratorios acreditados conforme a los criterios de la Norma ISO 17025 para la realización de calibraciones de contadores de gas, utilizando como fluido gas natural y a una presión superior a 35 bar.

La verificación metrológica periódica de los contadores ultrasónicos se deberá efectuar «in-situ», aplicando un procedimiento particular que deberá haber sido aprobado previamente por las partes afectadas e incluido en el protocolo de medición.

Los resultados que se obtengan de la misma, si están fuera de los márgenes de error aceptados por la reglamentación aplicable, darán lugar a regularizaciones.

Cuando las condiciones de operación obliguen a la verificación metrológica a alta presión (mayor de 35 bar) o el contador se instale por primera vez, la curva de errores resultante del ensayo a diferentes caudales se introducirá en el conversor de caudal, con el objeto de corregir los errores en los caudales de operación habituales del contador.

La verificación metrológica periódica de los conversores de caudal con sus elementos asociados, transmisor de presión y sonda de temperatura, se deberá realizar «in-situ», con los elementos patrones necesarios.

En los puntos del Sistema Gasista, los comercializadores afectados por la medición así como los operadores de las redes correspondientes, vendrán autorizados para exigir su verificación metrológica periódica con la frecuencia que reglamentariamente corresponda o se establezca mediante este protocolo de detalle.

Como norma general, los operadores de las redes serán los encargados de comprobar que se realiza la verificación metrológica periódica de los sistemas de medición, tomando como base de partida el inventario de equipos de medida de los puntos del Sistema Gasista conectados a su red, para garantizar que la totalidad de equipos sean sometidos a verificación metrológica dentro del período establecido en este protocolo de detalle. En el supuesto de que el titular del sistema de medición no cumpliera con su obligación, pasado un plazo máximo de tres meses tras recibir la notificación por escrito, el operador de la red podrá solicitar la realización de la verificación a los agentes competentes para ello, yendo a cargo de dicho titular los costes que se generen.

De igual modo, los distribuidores podrán comprobar si se han realizado las verificaciones metrológicas periódicas de los sistemas de medición de los puntos de suministro conectados a sus redes. En el supuesto de que el titular del sistema de medición no cumpliera con su obligación, pasado un plazo máximo de tres meses tras recibir la notificación por escrito, el distribuidor podrá solicitar la realización de la verificación a los agentes competentes para ello, yendo a cargo de dicho titular los costes que se generen.

Como resultado de estos procesos de verificación metrológica periódica, se generará un certificado de verificación de cada equipo en el que se reflejará la precisión de la medida en cada intervalo de caudal frente a los valores límite aceptables definidos en la legislación metrológica vigente, o en su ausencia en la directiva europea vigente, o en su ausencia en la norma UNE correspondiente. En los períodos en que dichos equipos estuviesen fuera de

servicio por estar sometidos a verificación metrológica, se deberá previamente acordar entre los sujetos involucrados el consumo a contabilizar a efectos de reparto, asignación o facturación del gas entregado o de los servicios de acceso prestados.

Lo dispuesto para la verificación metrológica periódica, será también de aplicación para la verificación metrológica después de reparación o modificación.

La reparación/ajuste/modificación se efectuará cuando exista avería, o cuando el resultado de la verificación metrológica periódica así lo aconseje o por el acuerdo entre los sujetos implicados.

Si, como consecuencia de una verificación metrológica periódica, o por una avería, se debe proceder a reparar/ajustar/modificar el contador, el titular del equipo deberá instalar, lo antes posible o en un plazo máximo de 5 días laborables, salvo causa justificada, un contador alternativo durante el tiempo en que el contador original se encuentre fuera de su ubicación, excepto si el diseño de la instalación permite utilizar otra línea de medición durante dicho período.

Para la estimación de los consumos diarios, en aquellos casos en los que el consumidor sea el propietario del equipo, y cuando el período exceda el máximo de 5 días laborables establecido, el valor estimado de su consumo diario se calculará como el menor valor entre el caudal diario contratado y el caudal máximo horario del contador durante 24 horas.

En los consumidores con obligación de estar teledados, si como consecuencia de una verificación metrológica periódica, o por una avería, se debe proceder a reparar/ajustar/modificar el conversor con sus elementos asociados, transmisor de presión y sonda de temperatura, el titular del equipo deberá instalar un conversor alternativo durante el tiempo en que el conversor original se encuentre fuera de su ubicación, excepto si el diseño de la instalación permite una medición alternativa durante dicho período.

7.3 Verificaciones metrológicas periódicas de los equipos de medida.

Las periodicidades recogidas en este protocolo de detalle se deberán adaptar a cualquier reglamentación vigente de rango superior.

7.3.1 Puntos de entrada de la red de transporte.

En los puntos de conexión del sistema de transporte con plantas de regasificación, conexiones internacionales, yacimientos, almacenamientos subterráneos y plantas de producción de gases manufacturados y de gases procedentes de fuentes no convencionales, las verificaciones metrológicas periódicas correspondientes al factor de conversión, lazos de presión y de temperatura, medida y volumen (prueba en serie) se realizarán con frecuencia mensual.

No obstante, si después de realizar estas operaciones mensuales durante un período de tiempo, los errores se encuentran dentro de la tolerancia admitida se podría, previo acuerdo de los operadores implicados y el GTS, disminuir la frecuencia indicada anteriormente, sin que el período de verificación metrológica exceda de dos meses.

7.3.2 Puntos de salida de la red de transporte.

Las verificaciones metrológicas periódicas se realizarán con la periodicidad indicada en la tabla siguiente:

Tabla 5: Verificaciones metrológicas periódicas de equipos de medida en los puntos de salida de la red de transporte

	Periodicidad	Tipo de prueba
Factor de conversión	6 meses ¹	Campo
Lazo de presión	6 meses ¹	Campo
Lazo de temperatura	6 meses ¹	Campo
Medida y volumen (prueba en serie)	6 meses ¹	Campo
Cromatógrafo, cambio de gas patrón	El cambio del gas patrón se realizará antes de la fecha de fin de la validez de la muestra y siempre dentro de las condiciones de utilización que se indiquen en el certificado.	Campo
Verificación metrológica de contadores	6 años ²	Laboratorio

¹ Si después de realizar estas operaciones con la periodicidad indicada durante un período de tiempo los errores se encuentran dentro de la tolerancia admitida, se podría, previo acuerdo de los operadores implicados y el Gestor Técnico del Sistema,

disminuir la frecuencia indicada anteriormente, sin que el período de verificación metrológica exceda de doce meses.

² Siempre que se hagan las pruebas en serie cada año y el resultado de las mismas esté dentro de los límites exigidos.

Si el diseño de la instalación no permite la realización de la prueba en serie, la verificación metrológica del contador en laboratorio será cada dos años.

Los contadores a instalar deberán disponer de un certificado de verificación de menos de 2 años de antigüedad en todos los casos.

7.3.3 Puntos de suministro a consumidores finales y puntos de entrega entre redes de distribución.

Las verificaciones metrológicas periódicas de los elementos de medida se realizarán según lo indicado a continuación:

Contadores:

La periodicidad de la verificación metrológica de los contadores será la indicada en el cuadro siguiente:

Tabla 6: Verificaciones metrológicas periódicas de los contadores

Tipo contador	Consumo anual por línea (C) (GWh/año)		
	$C \leq 3$ (*)	$3 < C \leq 30$	$C > 30$ (**)
Turbina	4 años	4 años	2 años
Pistón	6 años	6 años	NA
Membrana	15 años	15 años	NA

(*) En los contadores instalados en instalaciones domésticas se podrá sustituir la operativa indicada por técnicas estadísticas de muestreo continuo.

(**) Si el diseño de la instalación lo permite, prueba en serie anual y verificación metrológica del contador como máximo cada 6 años.

Los contadores a instalar deberán disponer de un certificado de verificación de menos de 2 años de antigüedad.

Lazos de medida:

La periodicidad de la verificación metrológica de los lazos de medida (transmisor de presión y sonda de temperatura) será la indicada en el cuadro siguiente:

Tabla 7: Verificaciones metrológicas periódicas de los lazos de medida de presión y temperatura

Consumos (C) (GWh/año)	$C \leq 5$	$5 < C \leq 100$	$100 < C \leq 1.000$	$C > 1.000$
Periodicidad	4 años	2 años	1 año	6 meses

Los conversores a instalar deberán disponer de un certificado de verificación de al menos la mitad del período de verificación que le corresponda.

Cromatógrafos:

Las botellas de gas patrón estarán certificadas por un laboratorio acreditado para el análisis del gas natural según la Norma ISO 17025.

El cambio del gas patrón se realizará antes de la fecha de fin de la validez de la muestra y siempre dentro de las condiciones de utilización que se indiquen en el certificado.

Se procederá a la verificación metrológica periódica del cromatógrafo como mínimo cada 12 meses y siempre que se realice el cambio de gas patrón.

7.4 Comprobaciones extraordinarias a petición de parte.

Adicionalmente a las obligaciones de control metrológico que puedan derivarse de la Ley 3/1985, de Metrología, del Real Decreto 889/2006, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida, y de sus normativas de desarrollo, para todos los puntos de medida del Sistema Gasista, cualquier sujeto afectado por la medida de éstos podrá exigir la comprobación extraordinaria de la instalación de medición, en aquellas situaciones en las que existiese presunción justificada de un incorrecto funcionamiento de los equipos de medida instalados.

En tales casos, el alcance de la comprobación extraordinaria será idéntico al de la verificación periódica prevista en el control metrológico, debiendo realizarse estas operaciones en el equipo de medida por agentes competentes para efectuar verificaciones metrológicas, con la mayor brevedad posible, y respetando en todo caso la continuidad del suministro. Los gastos generados por la comprobación extraordinaria de los equipos de medida serán a cargo del solicitante salvo que el control metrológico de los mismos confirmase la existencia de una desviación superior a la admisible, en cuyo caso correrán a cargo del titular del equipo.

8. Regularización de lecturas y mediciones.

En los casos de verificación metrológica periódica, de verificación después de reparación o modificación, y/o de comprobación extraordinaria realizada a petición de parte de los equipos de medida o análisis de calidad, si se observa que se exceden las tolerancias admitidas para el equipo en cuestión, se procederá a la regularización de los suministros efectuados conforme a lo establecido en este apartado.

En el supuesto de detectarse errores que excedan las tolerancias admisibles, se corregirán y regularizarán las cantidades previamente determinadas a partir de las lecturas originales. La regularización de las cantidades se extenderá a un cierto período de tiempo previo a la fecha de realización de la comprobación que detectó el error y se establecerán en base a los siguientes criterios.

El período de tiempo sujeto a corrección y la refacturación complementaria a que diera lugar, se calculará de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente.

El GTS publicará en su página web el procedimiento estándar de cálculo de regularizaciones derivadas de excesos sobre las tolerancias máximas establecidas.

Una vez conocido el error, mientras la causa origen del mismo no sea subsanada, las limitaciones del período de tiempo afectado no serán de aplicación y, en consecuencia, dicho período se extenderá al total de la duración de la causa, sin perjuicio de la responsabilidad que podría derivarse de la no rectificación del error detectado. La corrección por cantidad que se aplicará durante el período afectado será la correspondiente al exceso que supere el error máximo admisible.

9. Odorización del gas natural.

El gas deberá ser odorizado de forma que cualquier fuga pueda ser detectada con facilidad por el olfato humano normal cuando exista una mezcla cuya concentración volumétrica sea un quinto de la correspondiente al límite inferior de inflamabilidad.

9.1 Responsabilidad de los agentes.

Los transportistas de la red primaria entregarán el gas natural odorizado en las entradas al sistema de transporte, en las entradas a las redes de distribución y a los consumidores directamente conectados a sus redes.

Para optimizar los costes de instalación, en el caso de nuevas instalaciones de transporte secundario en las que el destino del gas sea básicamente el consumo doméstico, el responsable de la odorización hasta los niveles indicados en el apartado 9.3 será el titular del punto de entrega transporte-transporte secundario.

Los distribuidores deberán asegurarse de que el gas natural que entreguen a los consumidores posea el olor característico, añadiendo compuestos odorizantes en la proporción necesaria cuando fuera preciso, de forma que se detecte su presencia.

Los niveles de odorización, en su caso, de aquellos gasoductos de transporte para tránsito a terceros países, se acordarán por los transportistas implicados.

9.2 Requisitos de los odorizantes.

El odorizante empleado deberá reunir las siguientes condiciones:

- Proporcionar un olor característico y persistente.
- Proporcionar un olor específico para no ser confundido con otros olores encontrados corrientemente: olor de derivados del petróleo, gases de combustión, cocinas, perfumes, etc.
- Fácil de manipular y adicionar al gas.
- No tóxico en las concentraciones adicionadas al gas.
- Insoluble en agua y soluble en fase gas.
- Inerte frente a los diferentes tipos de materiales usados en las canalizaciones y poco absorbido por los residuos que se pueden hallar en el interior de la red.
- Poco absorbido por el terreno.
- De combustión sin producción de productos perjudiciales.
- Estabilidad química frente a los componentes del gas.

9.3 Criterios generales para la odorización.

Apartado modificado por *Resolución de 21 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 «Medición, Calidad y Odorización de Gas» de las normas de gestión técnica del sistema gasista.*

Vigencia: 8 de enero de 2013

Los transportistas de la red primaria entregarán el gas natural odorizado, siguiendo los siguientes criterios:

- a) Añadirán 15 mg de THT/m³ de gas en las entradas al sistema de transporte-distribución.
- b) Añadirán 7 mg de THT/m³ de gas en las entregas a transporte secundario que actualmente esté odorizando el transportista primario.
- c) Añadirán 7 mg de THT/m³ de gas en las entradas a las redes de distribución con consumo doméstico.
- d) Para la odorización del anillo de 35 bar de Barcelona, se añadirán a la salida de la planta de regasificación 22 mg de THT/m³ de gas.

En los casos b) y c) que alimenten a redes con consumo doméstico se recomienda que en este caso el contenido mínimo de odorizante sea de 18 mg de THT/m³ de gas.

En caso de utilizar un producto odorizante diferente al THT, la concentración de odorizante a adicionar se adecuará para obtener un nivel de detección equivalente.

Cuando el gas recibido tenga algún contenido en odorizante se deberá analizar de qué tipo de odorizante se trata y qué compatibilidad tendrá con el que se añada, ya que podría darse el caso de que el añadido contrarrestase el efecto del olor del propio gas recibido.

Las concentraciones de productos odorizantes a adicionar se considerarán expresadas en las condiciones de referencia del sistema gasista.

PD-02

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

Aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 4 de julio de 2008. Reemplaza el Protocolo aprobado por Resolución de 13 de marzo de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Modificado por la Resolución de 7 de febrero de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06 «repartos» y NGTS-07 «balance», y el protocolo de detalle PD-02 «procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte - distribución (PCTD)» (B.O.E.12/02/2013).

Vigencia: 1 julio 2013

Modificado por la Resolución de 30 de abril de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas (B.O.E 16/05/ 2013).

Vigencia: 17 mayo 2013

Modificado por la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, aprobado por Resolución de 13 de marzo de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Vigencia: 1 junio 2016

Modificado por la Resolución de 4 de mayo de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas (B.O.E 10/05/2016)

Vigencia: 1 junio 2016

Modificado por Resolución de 8 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas (B.O.E 23/10/2018).

Modificado por Resolución de 15 de febrero de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas (B.O.E 14/04/2019).

1. Reparto diario Provisional

El Reparto Diario Provisional es la asignación del gas propiedad del usuario correspondiente al día d , que se realiza el día $d+1$.

Para realizar el cálculo del reparto se parte de las mediciones en los puntos de conexión en transporte y distribución, los puntos de conexión de las plantas de producción de biogás con redes de distribución, y de las mediciones de los consumos.

1.1 Reparto de las emisiones en los puntos de conexión en transporte y distribución

La cantidad total de gas a repartir será la emisión expresada en kWh en los PCTD o PCD, incluyendo las entregas desde plantas de producción de biogás a redes de distribución (PPBD). En el caso de que el PCTD/PCDD suministre aguas abajo a un PCDD de otro distribuidor, será la cantidad resultante de restar al PCTD/PCDD de cabecera la cantidad medida por el PCDD aguas abajo.

El responsable del reparto repartirá la medida entre los usuarios de las instalaciones. El reparto se realizará desglosado por PCTD/PCDD en función de la demanda diaria que corresponda a cada usuario en el PCTD/PCDD.

El responsable de la medida enviará diariamente a través del SL-ATR la cantidad a repartir en cada PCTD/PCDD. Dicha cantidad será la registrada por los equipos de medida instalados según establece el protocolo de detalle PD-01. Si no se dispone de la medida, la cantidad a repartir se obtendrá según lo establecido en los procedimientos de medición vigentes entre los operadores interconectados, que serán públicos y accesibles a los agentes afectados.

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

En el caso de que el PCTD/PCDD no tenga puntos de suministro activos ni existan redes interconectadas aguas abajo, el responsable del reparto asignará dicha emisión de forma proporcional entre todos los usuarios con repartos diarios provisionales en el conjunto de las redes de dicho distribuidor. Este reparto se hará proporcional al total de reparto del día anterior y se le asignará al saldo de mermas.

En el caso de que el PCTD suministre aguas abajo a un PCDD de otro distribuidor, y no haya ningún punto de suministro a consumo activo en la red aguas arriba alimentada por el PCTD/PCDD de cabecera, el SL-ATR, asignará automáticamente en nombre del distribuidor responsable de repartir la medida del PCDD aguas arriba, la emisión neta de forma proporcional entre todos los usuarios con reparto en el PCDD situado aguas abajo. Este reparto se realizará de forma proporcional al total del reparto del día anterior de esos usuarios y se lo asignará en su totalidad al saldo de mermas.

De forma transitoria, y hasta que el SL-ATR esté adaptado para realizar el reparto de forma automática y de acuerdo a la metodología anteriormente descrita, el distribuidor responsable de repartir la emisión neta del PCTD/PCDD aguas arriba realizará dicho reparto según la metodología definida para el caso de PCTD/PCDD sin puntos de suministro activos ni redes interconectadas aguas abajo.

Para cada PCTD/PCDD, PPBD o PCLD con envío de emisión en el proceso de repartos diarios provisionales, el SL-ATR dispondrá de un concepto denominado «máxima emisión previsible» definido por el transportista o distribuidor responsable de la medida. Dichos valores serán calculados inicialmente en el SL-ATR como la máxima emisión histórica real de cada PCTD/PCDD, PPBD o PCLD, siendo el responsable de su supervisión el responsable de la medida. Posteriormente, el transportista o distribuidor podrá modificarlos en función de las previsiones de emisión asociadas al PCTD/PCDD, PPBD o PCLD. Se fija un mínimo de 1 GWh/día para la máxima emisión histórica previsible de un PCTD/PCDD o PCLD.

En el caso de altas de nuevos PCTD/PCDD, PPBD o PCLD, será el transportista o distribuidor, responsable de la emisión, el encargado de determinar el valor de la máxima emisión previsible y comunicarla al GTS para que sea implementada en el SL-ATR.

Cada día, el SL-ATR realizará una comparativa entre la emisión enviada por el responsable de la medida en cada PCTD/PCDD y PPBD y su emisión máxima previsible. En el caso de que la emisión diaria enviada por el transportista o distribuidor para un PCTD/PCDD, PPBD o PCLD supere en un 50% el valor de la máxima emisión previsible cargada en el SL-ATR, dicha emisión diaria será estimada por el SL-ATR. En el supuesto de que el punto de conexión sea un PCTD o un PCDD, la estimación se realizará a partir de la suma de los repartos teledados y no teledados calculados por el distribuidor (asumiendo el saldo de mermas diario provisional nulo) y las emisiones de los PCDD

conectados directamente con la red aguas abajo. Si se trata de un PCLD o PPBD dicha estimación será el propio parámetro de emisión máxima previsible.

El hecho será comunicado a través del módulo de comunicación de incidencias a los transportistas, distribuidores y comercializadores afectados para que, dentro de los plazos establecidos en el proceso diario de repartos diarios, puedan revisar, modificar o reclamar sus datos.

En cada ejecución del algoritmo de repartos diarios en PCTD/PCDD o PCLD, siempre que el acumulado de todas las asignaciones por comercializador enviadas por el responsable del reparto no coincida con la emisión de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 1.2, actuará el algoritmo de revisión del GTS descrito en el apartado 3 del Anexo. Dicho algoritmo asignará a los comercializadores la diferencia entre la emisión neta a repartir y la suma de los repartos enviados por el distribuidor.

1.2 Reparto del consumo.

a. Reparto del consumo diario en puntos de suministro con telemedida.

Para los puntos de suministro con equipo de telemedida se utilizará la lectura registrada por el distribuidor, conforme al procedimiento de medición vigente entre las partes interconectadas.

Para los puntos de suministro con equipo de telemedida de los que no se dispone de dicha telemedida se estimará tomando como base la media de las tres últimas medidas registradas (reales) de días equivalentes de consumo. Se considerarán tres tipos de días equivalentes: laborables; sábados no festivos; y domingos y festivos. Los calendarios laborales que determinen los días laborables y festivos serán los publicados oficialmente por cada Comunidad Autónoma. No obstante, cuando el usuario, con doce horas de antelación a la finalización del día de gas, haya enviado al distribuidor una actualización de su valor de consumo, éste será utilizado por el distribuidor como estimación del valor de la telemedida. Este valor no será tomado como referencia para estimaciones futuras.

En el caso de nuevos consumidores sin historial de consumo, si no se dispone de telemedida se realizará la siguiente estimación:

- Para los consumidores acogidos al peaje 3.4, el consumo diario (Cd) se calculará dividiendo el caudal anual contratado expresado en kWh/año (Qa) entre 210 días.

$$Cd = Qa/210$$

- Para los consumidores acogidos al resto de peajes que dispongan de información de caudal diario contratado (Q_d), se considerará como consumo diario el caudal diario contratado multiplicado por el factor corrector de utilización (f_c).

$$C_d = Q_d * f_c$$

El factor f_c se obtendrá calculando la ratio de consumo sobre el caudal diario contratado de una muestra representativa de consumidores teledados y su valor inicial es 0,75. Este valor podrá ser revisado anualmente por parte del Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista, y en caso de modificación el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes a su aplicación.

b. Reparto del consumo diario en puntos de suministro sin teledado.

El consumo diario en los puntos de suministro que carecen de teledado se estima mediante la desagregación diaria de su consumo mensual estimado.

b.1 Cálculo del consumo mensual C_m .

Para determinar C_m se seguirán los siguientes pasos, en función de la existencia o no de valores históricos de dicho punto de suministro:

Si existe consumo mensual del año anterior correspondiente al mismo mes (C_{m-12}), se tomará como C_m el valor incluido en la factura del año anterior que tenga más días facturados en el mes que se esté evaluando, incluyendo un coeficiente de corrección (CC) sobre el consumo del año anterior que represente la evolución o variación del consumo de un año respecto de otro, de acuerdo a la información de evolución de demanda convencional publicada por el GTS. Este coeficiente de corrección se publicará en el SL-ATR.

$$C_m = C_{m-12} * CC$$

Donde CC es la variación del consumo de los últimos doce meses disponibles en relación al mismo dato del año anterior.

En el caso de los consumidores acogidos al peaje 3.4, se aplicará un coeficiente de corrección por temperatura (C_{temp1}) sobre el consumo del año anterior que tenga en cuenta la variación del consumo por efecto de la temperatura.

$$C_m = C_{m-12} * C_{temp1}$$

El término C_{temp1} se calculará para cada zona climática como el cociente entre los grados día (base 15) del día de gas «n» y el promedio diario de los grados día del mismo mes del año anterior, utilizando temperaturas reales hasta el día «n-1», y, en su defecto, la mejor estimación posible, utilizando en ambos casos información de la Agencia Estatal de Meteorología.

$$C_{temp1} = \frac{\text{gradosdia_dia_gas}(n)}{\left(\frac{\sum_{i=1}^N \text{gradosdia_diarios_mesequivalente_añoanterior}}{N} \right)}$$

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

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

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

El valor inicial del coeficiente $KT1$ es 4. Este valor podrá ser revisado anualmente por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

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

En el caso de nuevos consumidores sin ningún dato de consumo, se usará el caudal anual contratado (Q_a) o el caudal diario contratado (Q_d) en función del tipo de peaje:

- Para los consumidores acogidos al peaje 3.4 el consumo mensual será el resultado de dividir el caudal anual contratado expresado en kWh/año (Q_a) por 12 meses.

$$C_m = Q_a / 12$$

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

$$C_m = Q_d * f_c * N$$

El factor f_c se calculará conforme a lo indicado en el apartado 1.1.

b.2 Desagregación diaria del consumo mensual por tipo de consumidor.

b.2.1 Consumidores pertenecientes a los grupos de peaje 2.

El consumo diario se calculará diferenciando si es día laborable o no laborable. A los efectos de esta norma se consideran no laborables el sábado, domingo y festivos.

- Día laborable:

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

$$C_d = C_m * C_f / N_{lab}$$

Donde C_f tendrá por defecto un valor de 0,85, que podrá ser revisado anualmente por parte del grupo de trabajo para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista. En caso de modificarse el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación.

- Resto de días (sábados, domingos y festivos):

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

$$C_d = C_m * (1 - C_f) / N_{res}$$

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

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

b.2.2 Consumidores pertenecientes al grupo de peaje 3.4.

El consumo diario se calculará como el consumo mensual (C_m) dividido por el número de días del mes (N).

$$C_d = C_m/N$$

b.2.3 Consumidores pertenecientes a los grupos de peaje 3.1, 3.2 y 3.3. El consumo a asignar a nivel diario en un PCTD/PCDD se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$C_d = \sum_j \sum_k N^{\circ}Consumidores_{jk} * P u_k * C_{temp2}$$

Siendo:

- j: Usuarios en el PCTD/PCDD.
- k: Grupo de peaje.
- N° Consumidores_{jk}: Número de consumidores suministrados por el usuario «j» dentro del grupo de peaje «k».
- Puk: perfil unitario en el mes que se considere correspondiente al grupo de peaje «k» en la zona climática del PCTD/PCDD.
- Ctemp2: coeficiente corrector del perfil por efecto de la temperatura.

El coeficiente Ctemp2 se calculará para cada zona climática como el cociente entre los grados día (base 15) del día de gas (n) y el promedio diario de los grados día del mismo mes del año anterior, utilizando temperaturas reales hasta el día «n-1», y, en su defecto, la mejor estimación posible, utilizando en ambos casos información de la Agencia Estatal de Meteorología.

$$C_{temp2} = \frac{\text{gradosdia_dia_gas}(n)}{\text{gradosdia_diapromedio_perfil}}$$

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

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

Donde Tmax es la temperatura máxima diaria, Tmin, la temperatura mínima diaria, Tmed la temperatura media diaria calculada como (Tmax + Tmin)/2.

El valor inicial del coeficiente KT2 será igual a 4. Este valor podrá ser revisado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

$$gradosdia_diapromedio_perfil = \frac{\sum_1^K \left(\left[\frac{\sum_{i=1}^N \text{gradosdia_diarios_mesequivalente}}{N} \right] \right)}{K}$$

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

La zona climática se determinará en base a la información histórica de temperaturas facilitadas por la Agencia Estatal de Meteorología. Inicialmente se definen 4 zonas climáticas, establecidas en el apartado 1.4, de forma que cada provincia y cada PCTD/PCDD pertenecerán a una única zona. Antes del 1 de octubre de cada año, el GTS determinará y publicará en el SL-ATR, para el año siguiente, las estaciones meteorológicas que se utilizarán para el cálculo de las temperaturas significativas de cada zona climática y de los coeficientes correctores de temperatura (Ctemp1 y Ctemp2), así como la relación de PCTD/PCDD incluidos en cada zona climática. El GTS podrá solicitar información a transportistas y distribuidores respecto a los PCTDs/PCDDs incluidos en cada zona.

Se definirá un perfil unitario de consumo Puk por mes, grupo de peaje «k» y zona climática «z», que se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_{uk} = \frac{\sum_{i=1}^2 F(k, z, mes)_i}{\sum_{i=1}^2 NC(k, z, mes)_i * \sum_{i=1}^2 N_i}$$

Siendo:

- F (k,z,mes): consumo mensual para el grupo de peaje «k» en la zona climática «z» en el mes del año i.
- NC (k,z,mes): número de consumidores para el grupo de peaje «k» en la zona climática «z» en el mes del año i.
- N: número de días del mes del año i.

Los distribuidores calcularán los perfiles unitarios de consumo según la fórmula anterior utilizando los datos históricos de los dos años anteriores facilitados por los distribuidores que operen en cada zona. Dichos perfiles, para el año siguiente, serán presentados en el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista y publicados en el SL-ATR por el GTS antes del

1 de noviembre de cada año. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Dirección General de Política Energética y Minas podrán solicitar el acceso a los perfiles y a los datos empleados para su cálculo, para la supervisión de los mismos.

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

1.3 Reparto del saldo de mermas diario provisional.

La diferencia entre la emisión del PCTD/PCDD y los consumos asignados (incrementados en sus mermas reconocidas correspondientes) más las entregas de gas a operadores conectados aguas abajo se corresponde con el saldo de mermas de distribución, que de igual forma que el reparto diario podrá ser diario provisional, diario final provisional o diario final definitivo, en función de cuándo se realice su cálculo.

$$\text{Saldo de Mermas} = \text{Emisión de Entrada} - \Sigma \text{Consumo TMC} - \Sigma \text{ConsumoNoTMC} - \text{Emisión Entregada Aguas Abajo.}$$

Siendo:

- Emisión de Entrada: Emisión en el PCTD/PCDD y PPBD en kWh.
- Consumo TMc: lectura de los puntos de suministro con dato de teled medida disponible del usuario «c», más las mermas reconocidas, en el PCTD/PCDD en kWh.
- ConsumoNoTMc: Estimación del consumo en los puntos de suministro no teled medidos o con teled medida no disponible del usuario «c», más las mermas reconocidas, en el PCTD/PCDD en kWh.
- Emisión Entregada Aguas Abajo: Emisión que se entrega a otras distribuidoras en el PCDD en kWh.

El saldo de mermas diario provisional, también denominado «residuo», podrá ser positivo o negativo, y será repartido por el distribuidor entre todos los usuarios presentes en el PCTD/PCDD, proporcionalmente a su consumo estimado (incluyendo el de los consumidores con teled medida no disponible). Adicionalmente se identificará para cada usuario el saldo de mermas asignado a cada tipo de consumo estimado (teled medido estimado, tipo 1 no teled medido con peaje 3.4, tipo 1 no teled medido con peaje distinto de 3.4 y tipo 2).

En el caso de que el porcentaje de consumo telemedido de un PCTD/PCDD sea del 100%, el saldo de mermas diario provisional o residuo se repercutirá sobre toda la demanda de forma proporcional al consumo asignado a cada usuario. Este porcentaje podrá ser revisado anualmente por parte del grupo de trabajo para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista. En caso de modificarse el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación.

1.4 Cálculo del reparto diario provisional.

Se asignará a cada usuario presente en el PCTD/PCDD como reparto diario provisional el consumo diario, incluyendo las mermas correspondientes, y el saldo de mermas diario provisional o residuo que le corresponda, calculados según los apartados anteriores.

1.5 Envío de la información del reparto diario provisional.

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

- Código distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Fecha de gas.
- Código PCTD/PCDD: según codificación SL-ATR.
- Revisado: S/N.
- Emisión global a repartir por PCTD/PCDD.
- Saldo de Mermas por PCTD/PCDD (total y asignado al usuario correspondiente) y su % sobre el total de emisión.
- Valor agregado de consumos con telemedida disponible (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de consumos telemedidos no disponibles y por tanto estimados (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de consumos no telemedidos estimados Tipo 1 (total y asignado al usuario correspondiente), distinguiendo entre consumos con peaje 3.4 y consumos con peaje distinto al peaje 3.4.
- Valor agregado de consumos no telemedidos estimados Tipo 2 (total

y asignado al usuario correspondiente).

- Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos asignados.
- Valor agregado de Revisión GTS (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado del Reparto diario provisional incluyendo saldo de mermas y revisión GTS (total y asignado al usuario correspondiente).

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

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

Para los clientes Tipo 1:

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

Para los clientes Tipo 2:

- Código Distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código Comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Fecha de Reparto.
- Código PCTD: según codificación SL-ATR.
- Grupo de Peaje: según codificación SL-ATR.
- Número de consumidores.
- Consumo diario en kWh.

- Fecha y hora de publicación.

Esta información se publicará para todos los PCTD/PCDD en los que el usuario tenga puntos de suministro de cada una de las tipologías. Además del dato asociado a cada usuario se aportará a éstos el número total de clientes por peaje correspondiente a cada punto de conexión.

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

1.6 Zonas climáticas.

Las provincias se clasifican en las 4 siguientes zonas climáticas:

- Zona Climática 1: Promedio de grados día menor que 1,7.
- Zona Climática 2: Promedio de grados día entre 1,7 y 2,4.
- Zona Climática 3: Promedio de grados día entre 2,4 y 3,8.
- Zona Climática 4: Promedio de grados día superior a 3,8.

La asignación de provincias a cada zona, con su correspondiente valor de grados día, se publicará en el SL-ATR. Las zonas climáticas podrán ser revisadas anualmente por el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista. Las actualizaciones serán publicadas en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes antes de su aplicación.

Zona climática 1

	<u>Grados / día</u>
A Coruña	1,44
Alicante	1,17
Almería	0,56
Cádiz	0,36
Castellón	1,18
Córdoba	1,39
Huelva	0,85
Baleares	1,17
Málaga	0,59
Murcia	1,03
Sevilla	0,82
Valencia	1,64

Zona climática 2

	<u>Grados / día</u>
Asturias	1,82
Badajoz	1,80
Barcelona	1,84
Bizkaia	2,00
Cáceres	2,20
Cantabria	1,78
Gipuzkoa	2,15
Jaén	2,00
Ourense	2,21
Pontevedra	1,96
Tarragona	2,00

Zona climática 3

	<u>Grados / día</u>
Albacete	3,30
Ciudad Real	2,75
Cuenca	3,64
Girona	2,50
Granada	2,79
Huesca	3,52
La Rioja	3,14
Lleida	2,95
Lugo	3,60
Madrid	3,18
Navarra	3,52
Toledo	2,67
Zaragoza	2,64

Zona climática 4

	Grados / día
Araba	4,02
Ávila	4,74
Burgos	5,06
Guadalajara	5,23
León	4,92
Palencia	5,17
Salamanca	4,23
Segovia	4,27
Soria	5,25
Teruel	4,31
Valladolid	4,05
Zamora	4,14

2. Reparto Diario Final Provisional.

El Reparto Diario Final Provisional es el cálculo del consumo del día d por usuario que se realiza en el mes m+3 (tres meses después del mes correspondiente al día d).

Para realizar el cálculo se parte, de manera análoga al reparto diario provisional, de las mediciones en los puntos de conexión en transporte y distribución, y de las mediciones de los consumos.

2.1 Reparto de las emisiones en los puntos de conexión en transporte y distribución.

El titular responsable de la unidad de medida enviará, en los plazos establecidos, al SL-ATR, la cantidad mensual a repartir en cada PCTD/PCDD con desglose diario.

El proceso será similar al desarrollado en el reparto diario provisional.

2.2 Reparto del consumo.

a. Puntos de suministro con telemedida.

En el caso de consumidores con telemedida, se asignará a cada usuario el valor de la telemedida diaria asignada en el reparto diario provisional, incrementada en las mermas correspondientes, incluyendo las correcciones

por subsanación de errores que sean necesarias. Si no existen correcciones, el valor coincidirá con el asignado en el cálculo del reparto diario provisional.

b. Puntos de suministro sin telemedida.

Los responsables de la lectura de consumos de los clientes comunicarán dichas lecturas a los responsables del reparto cuando corresponda y tan pronto como disponga de ellas.

En cada PCTD/PCDD, para cada día n dentro del periodo de lectura y para cada tipo de consumo sin telemedida, el responsable del reparto procederá de la siguiente manera:

1. Se calculará el saldo de mermas de cada día en el reparto diario provisional, que corresponde al tipo de consumo por aplicación del apartado 1.3 de este Protocolo de Detalle, como suma de los saldos de mermas provisionales asignados a dicho tipo de consumos en el PCTD/PCDD.
2. Para cada tipo de consumo, se obtendrá el peso del reparto diario provisional del día d, incluido su saldo de mermas asignado, respecto a la suma de los repartos diarios provisionales de ese tipo de cliente, incluidos sus saldos de mermas asignado, de los días del periodo de lectura del consumo:

$$\text{Peso del reparto diario por tipo de consumo} = \frac{\text{Reparto diario del tipo de consumo}}{\text{Suma de los repartos diarios del tipo de consumo}}$$

3. Para distribuir en días la lectura del consumo del cliente, el peso obtenido en el punto 2 se multiplicará por el valor del consumo acumulado proporcionado por la citada lectura.

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

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

3. Reparto de los saldos de mermas finales provisionales.

La diferencia entre la emisión del PCTD/PCDD y los consumos asignados conforme al apartado anterior (incrementados en sus mermas reconocidas correspondientes) más las entregas de gas a operadores conectados aguas abajo se corresponde con el saldo de mermas de distribución. En este caso, final provisional.

$$\text{Saldo de Mermas} = \text{Emisión de Entrada} - \Sigma \text{ Consumo TMc} - \Sigma \text{ ConsumoNoTMc} - \text{Emisión Entregada Aguas Abajo}$$

Siendo:

- Emisión de Entrada: Emisión en el PCTD/PCDD y PPBD en kWh.
- ConsumoTMc: consumo de los puntos de suministro con dato de teled medida disponible del usuario «c», más las mermas reconocidas, en el PCTD/PCDD en kWh.
- ConsumoNoTMc: consumo en los puntos de suministro no teled medidos o con teled medida no disponible del usuario «c», más las mermas reconocidas, en el PCTD/PCDD en kWh.
- Emisión Entregada Aguas Abajo: Emisión que se entrega a otras distribuidoras en el PCDC en kWh.

a. Cálculo del reparto diario final provisional.

Se asignará a cada usuario presente en el PCTD/PCDD como reparto diario final provisional el consumo diario, incluyendo las mermas correspondientes, y el saldo de mermas que le corresponda, calculados según los apartados anteriores.

b. Envío de la información del reparto diario final provisional

En los plazos establecidos, el distribuidor enviará al otro titular interconectado y al Gestor Técnico del Sistema, a través del SL-ATR, el reparto diario final provisional con desglose diario por PCTD/PCDD y comercializador. Asimismo, enviará el saldo de mermas en cada PCTD/PCDD por comercializador.

Dicho reparto por comercializador, tendrá además el siguiente detalle por PCTD/PCDD:

- Código distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Fecha de gas.
- Código PCTD/PCDD: según codificación SL-ATR.
- Revisado: S/N.
- Emisión global a repartir por PCTD/PCDD.
- Valor agregado de consumos teled medidos (total y asignado al usuario correspondiente).

- Valor agregado de consumos Tipo 1 no telemedido con grupo de peaje 3.4 (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de consumos Tipo 1 no telemedido con grupo de peaje distinto de 3.4 (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de consumos Tipo 2 (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos telemedidos (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos asignados Tipo 1 no telemedido con grupo de peaje 3.4 (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos asignados Tipo 1 no telemedido con grupo de peaje distinto de 3.4 (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado de las mermas reconocidas que corresponderían a los consumos asignados Tipo 2 (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado del saldo de mermas (total y asignado al usuario correspondiente).
- Valor agregado del Reparto diario final provisional incluyendo saldo de mermas (total y asignado al usuario correspondiente).

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

Adicionalmente, los distribuidores pondrán a disposición de los usuarios la información utilizada para la elaboración de sus repartos, concretamente:

Para los clientes Tipo 1:

- Código Distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código Comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Código PCTD: según codificación SL-ATR.

Mes de Reparto.

- CUPS.
- Consumo diario en kWh.

- Tipo de Consumo: Real, Estimado, Estimado Comercializador; No Telemedido.
- Fecha y hora de publicación.

Para los clientes Tipo 2:

- Código Distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código Comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Código PCTD: según codificación SL-ATR.
- Mes de Reparto.
- Grupo de Peaje: según codificación SL-ATR.
- Número de consumidores.
- Consumo diario en kWh.
- Fecha y hora de publicación.

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

4. Reparto Diario Final Definitivo.

El Reparto Diario Final Definitivo es el cálculo del consumo del día d por usuario que se realiza en el mes $m+15$ (quince meses después del mes correspondiente al día d).

En el mes $m+15$, en el caso de que exista nueva información sobre emisiones o consumos en un PCTD/PCDD que modifique las emisiones o los consumos empleados en la elaboración del reparto diario final provisional, se calculará un reparto diario final definitivo de acuerdo con la metodología detallada en el apartado 2 de este Protocolo.

Toda la información para que los datos y cálculos relativos al reparto diario final definitivo sean trazables por el usuario y estarán disponibles en el SL-ATR con el mismo detalle que el reparto diario final provisional.

ANEXO

Controles adicionales del reparto diario provisional

1. Intervención especial del GTS en el proceso de reparto diario provisional en PCTD/PCDD y PCLD ante situaciones excepcionales de alto impacto.

1.1. Definición de intervención especial en el proceso de repartos diarios Provisionales.

Se define como «intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales» aquella que realiza el GTS en situaciones excepcionales de alto impacto en la calidad del reparto diario provisional que se pudieran producir durante el proceso. Para identificar estas situaciones el GTS aplicará diariamente los controles expuestos en el apartado 1.2 de este anexo.

La declaración de «intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales» también podrá ser solicitada al GTS por cualquier sujeto del sistema que interviene en el proceso (transportistas, distribuidores y comercializadores). La solicitud deberá realizarse por escrito y deberá ir acompañada, al menos, de la siguiente información:

- Sujeto solicitante.
- Tipo de sujeto: Transportista/Distribuidor/Comercializador.
- Día de Gas.
- Información afectada: Emisiones/Repartos/Ambos.
- Etapa del proceso afectada: Inicial – V1 / Revisión – V2.
- Control o filtro establecido no superado por el proceso y por el que se solicita la declaración de «intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales».

Una vez analizado el impacto sobre los usuarios y/o la operativa del sistema, el GTS podrá declarar «intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales».

1.2 Motivos de intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales.

1. El saldo de mermas diario provisional o residuo a repartir en cada PCTD/PCDD o PCLD supera, en valor absoluto, dos veces la emisión máxima previsible definida en el apartado 1.2 del Protocolo.
2. La suma de las emisiones totales a repartir en el proceso difiere, en valor absoluto, en más de 100 GWh/día de la estimación global del GTS en función de su información operativa.
3. Fallos del proceso de repartos o del sistema SL-ATR que no permiten disponer de la información a los comercializadores del reparto diario en los plazos estipulados en el punto 6.4 de la NGTS-06 «Repartos».

4. Fallo total de los sistemas de un distribuidor que no permitan disponer de ninguna información de la primera o de la segunda versión del reparto diario provisional en los plazos estipulados en el punto 6.4 de la NGTS-06 «Repartos», en el caso de que la Revisión del reparto realizada por el GTS suponga más del 5% en valor absoluto de la emisión global del sistema.
5. Cuando la Revisión del reparto realizada por el GTS supone más del 5%, en valor absoluto, de la emisión global del Sistema.
6. Fallos del proceso de repartos diarios o de los sistemas del GTS que no permiten disponer de la información que los distribuidores necesitan para la elaboración del reparto diario provisional en los plazos estipulados en el punto 6.4 de la NGTS-06 «Repartos». Este punto se aplicaría a ficheros de PCS, coeficientes de temperatura, información de emisiones diarias enviadas desde el SL-ATR a los distribuidores o fallos de comunicaciones con el GTS.

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

1.3 Consecuencias de la intervención especial en el proceso de repartos diarios.

1. Paradas de las cadenas en el SL-ATR y no publicación de repartos diarios provisionales. En el caso en que los problemas afecten a un único transportista o distribuidor, la parada de las cadenas no impedirá que el resto de operadores puedan continuar enviando su información dentro de los plazos establecidos.
2. Comunicación en caso de intervención especial en el proceso de repartos diarios:
 - 2.1 Declaración de Intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales.

La declaración de «Intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales» será comunicada, tan pronto como sea posible y por escrito, a todos los sujetos afectados. Para ello, el GTS emitirá una comunicación a todos los agentes, transportistas, distribuidores y

comercializadores, indicando el motivo del fallo, en caso de que esté identificado, y los pasos a seguir.

2.2 Seguimiento de la Intervención especial en el proceso de repartos diarios provisionales.

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

2.3 Restablecimiento de situación normal en el proceso de repartos diarios provisionales.

Cuando se considere que la situación del proceso de repartos diarios provisionales se haya restablecido, se procederá a informar a los agentes afectados.

En el caso de tratarse de un fallo generalizado en el proceso de repartos diarios provisionales, será responsabilidad del GTS emitir la comunicación a todos los agentes, indicando que se ha restablecido la situación normal y que la información referente a repartos diarios se encuentra a disposición de los usuarios a través de los cauces habituales.

En el caso de que el fallo haya estado originado por los sistemas de transportistas o distribuidores, será responsabilidad de éstos verificar el restablecimiento de sus procesos. Tan pronto como los transportistas o distribuidores hayan subsanado los fallos que han originado la intervención especial, lo pondrán en conocimiento del GTS que emitirá la comunicación a todos los agentes indicando que se ha restablecido la situación normal y que la información referente a repartos diarios se encuentra a disposición de los usuarios a través de los cauces habituales.

3. Retraso en la publicación de los repartos diarios provisionales, hasta que el GTS dé por resuelta la incidencia que provocó la intervención especial comunicando adecuadamente la evolución del mismo a todos los agentes.

2. Controles en origen a los repartos diarios provisionales d+1 en PCTD/PCDD y PCLD.

Con independencia de los mecanismos de control desarrollados por los participantes en la elaboración de los repartos diarios provisionales, el reparto diario provisional contará al menos los siguientes controles comunes:

2.1 Control a la emisión.

- Responsable: transportistas y distribuidores.
- Control: comprobar que la emisión no supera la emisión máxima previsible disponible en el SL-ATR.
- Acción: el responsable de la medición revisará y corregirá el valor de la emisión en caso necesario, y notificará la situación a los agentes. En el caso de que tenga certeza que la emisión es correcta deberá actualizar el valor de emisión máxima previsible en sus sistemas y en el SL-ATR.

2.2 Control del reparto diario provisional.

- Responsable: distribuidores.
- Control: comprobar que la telemetida real agregada de un PCTD no supera 1,3 veces el valor de la emisión.
- Acción: el distribuidor revisará la telemetida, en el caso de que esta sea correcta, generará una reclamación a la emisión mediante el módulo de reclamaciones disponible en el SL-ATR. En el caso de que esta reclamación conlleve una modificación de la emisión, ésta será corregida en el segundo envío de los repartos diarios. En caso de que se compruebe que el error pudiera estar en una o varias telemetidas reales, el distribuidor aplicará el procedimiento de estimación del reparto diario provisional para el cliente telemetido. Esta corrección será recogida en el envío de la primera versión de repartos diarios.

2.3 Control de la telemetida.

- Responsable: distribuidores.
- Control: comprobar que la lectura diaria de una telemetida no supera en 2 veces la capacidad contratada.
- Acción: el distribuidor revisará antes del envío del reparto las telemetidas que superen este valor. En el caso que tras su análisis se considere que es errónea, pero no se disponga del valor correcto, se estimará la medida.

3. Cálculo y Asignación de la Revisión GTS en el proceso de reparto diario provisional de PCTD/PCDD.

Para cada día y punto de conexión PCTD/PCDD, el SL-ATR calcula la diferencia entre la medida real de la emisión diaria enviada por el transportista o distribuidor responsable y el reparto provisional diario d+1 de dicha medida asignado a los usuarios. Esta comprobación es lo que se denomina «Revisión del GTS». En el caso de que el valor absoluto de dicha diferencia en un PCTD/PCDD sea superior a un margen de tolerancia establecido (TrevGTS), el SL-ATR asignará de forma automática dicha diferencia entre los usuarios.

Inicialmente el margen de tolerancia TrevGTS queda fijado en 100 kWh/día, dicho valor podrá ser revisado anualmente por parte del Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista, y en caso de modificación el nuevo valor será publicado en el SL-ATR con una antelación mínima de un mes a su aplicación.

Revisión del GTS $d, p = \text{Emisión Diaria a repartir } d, p - \text{Repartos Diarios } d, p$

Donde:

- Emisión Diaria a repartir d, p : valor de la medida real de la emisión diaria a repartir en el día «d» y punto «p».
- Repartos Diarios d, p : suma de los repartos provisionales diarios d+1 de la demanda en distribución asignados a los usuarios para un día «d» y punto «p», enviados por los distribuidores y/o procesados por el SL-ATR. Esta cantidad incluirá los datos de consumo telemedido y estimado, residuo y saldos de mermas.

Cuando el valor absoluto de la Revisión del GTS en un punto de conexión supere el margen de tolerancia, el SL-ATR asignará esta diferencia entre los usuarios según los criterios definidos en el apartado 3.1.

3.1 Criterios de Asignación de la Revisión del GTS cuando esta supera el margen de tolerancia.

a) Se dispone de medida de emisión diaria a repartir, así como de cantidades de reparto provisional diario d+1 asignadas a usuarios diferentes de cero, para el día en proceso de reparto en el punto de conexión considerado.

En este caso, el SL-ATR procederá a la asignación de la Revisión del GTS entre los usuarios, de forma proporcional a las cantidades asignadas por el reparto inicialmente enviado por el distribuidor y/o procesado por el SL-ATR.

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

Sin embargo, si en el SL-ATR no se dispone de medida de emisión diaria a repartir, el algoritmo no se ejecutaría.

b) Se dispone de medida de emisión diaria a repartir, pero no se dispone de cantidades de reparto provisional diario d+1 asignadas a usuarios para el día en proceso de reparto en el punto de conexión considerado.

En este caso, el SL-ATR procederá a la asignación de la Revisión del GTS entre los usuarios que tengan cantidades asignadas por el proceso de repartos en el día anterior al día tratado, de forma proporcional a dichas cantidades. Si dicha información tampoco estuviera disponible, el SL-ATR iniciaría una búsqueda de información en los 15 días anteriores.

Si en el proceso de búsqueda en los 15 días anteriores, el primer día que encuentra tiene asignado una cantidad de 0 kWh para cada uno de los usuarios allí ubicados, la Revisión del GTS se repartiría a partes iguales entre todos ellos.

Si se tratase de un punto de conexión sin histórico de repartos suficiente, de tal forma que el algoritmo de búsqueda hacia atrás no localiza un reparto diario cuyas condiciones pueda replicar, la Revisión del GTS se repartiría entre todos los usuarios del Sistema con reparto diario en el día anterior al día tratado, de forma proporcional al mismo.

c) Se dispone de medida de emisión diaria a repartir distinta de cero, pero todas las cantidades de reparto provisional diario d+1 asignadas a usuarios para el día en proceso de reparto en el punto de conexión considerado son cero. En este caso, el valor de la Revisión del GTS global se repartiría a partes iguales entre todos los usuarios.

4. Envío de la información del reparto diario provisional.

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

- Código distribuidora: según codificación SL-ATR.

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

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

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

Para los clientes Tipo 1:

- Código Distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código Comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Código PCTD: según codificación SL-ATR.

- Fecha de Reparto.
- CUPS.
- Consumo diario en kWh.
- Tipo de Consumo: Real, Estimado, Estimado Comercializador; No Telemedido.
- Fecha y hora de publicación.

Para los clientes Tipo 2:

- Código Distribuidora: según codificación SL-ATR.
- Código Comercializadora: según codificación SL-ATR.
- Fecha de Reparto.
- Código PCTD: según codificación SL-ATR.
- Grupo de Peaje: según codificación SL-ATR.
- Número de consumidores.
- Consumo diario en kWh.
- Fecha y hora de publicación.

Esta información se publicará para todos los PCTD/PCDD en los que el usuario tenga puntos de suministro de cada una de las tipologías. Además del dato asociado a cada usuario se aportará a éstos el número total de clientes por peaje correspondiente a cada punto de conexión.

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

PD-03

«Predicción de la demanda »

1. Objeto de la Predicción de la Demanda

La predicción de la demanda es una estimación del consumo de gas en el Sistema Gasista, referido a un período de tiempo que puede ser anual, mensual, semanal, diario e incluso horario. Los usuarios se basarán en su predicción de la demanda para la elaboración de programaciones, para la solicitud de una reserva de capacidad, así como en la confección de sus nominaciones. Los operadores utilizarán sus propias predicciones de demanda como instrumento para la realización del plan de operación y en general para la gestión de sus sistemas. Para poder analizar en todo momento el comportamiento del Sistema, el Gestor Técnico del Sistema realizará, en coordinación con todos los sujetos involucrados, el seguimiento de la demanda del Sistema en su conjunto, con los alcances mencionados. Cada sujeto del Sistema Gasista será responsable de realizar su propia predicción de la demanda.

2. Sistemas de predicción de la demanda.

2.1 Predicción para horizonte estratégico a medio/ largo plazo:

Se utilizarán instrumentos de predicción obtenidos por extrapolación de modelos a corto plazo, y teniendo en cuenta, cuando proceda, los factores siguientes:

- Índices de crecimiento demográfico por zonas de consumo.
- Previsiones de precios para el gas y otras formas alternativas de energía. Desarrollo de infraestructuras aprobadas.
- Parámetros políticos.
- Parámetros macroeconómicos.

2.2 Predicción para la operación a corto plazo:

2.2.1 Horizonte anual.

Se utilizarán herramientas de predicción basadas en modelos matemáticos de reconocido prestigio teniendo en cuenta históricos de años anteriores que sean significativos y considerando el año programado como climatológicamente normal. Esta predicción estará desagregada a nivel mensual y con desglose diario. En el caso de que se detecten desviaciones

sobre las predicciones realizadas a lo largo del año, ésta se volverá a actualizar con la información más reciente.

2.2.2 Horizonte mensual, semanal y diario.

Los operadores deberán disponer de un sistema de predicción soportado en un modelo matemático de reconocido prestigio, que tenga en cuenta los datos históricos de consumo de los últimos años, las temperaturas, el número de clientes y el nivel de equipamiento de éstos.

Los consumos inmediatos se deben determinar, a partir de estos datos y de la predicción meteorológica facilitada por organismos competentes.

Se obtendrá como resultado:

- Demanda base total.
- Demanda base zonal para las distintas áreas geográficas.

Cuando sea necesario se efectuará un proceso automático cada día que actualizará la última predicción diaria y horaria basada en modelos matemáticos de reconocida solvencia.

3. Datos históricos

Los consumidores tendrán derecho a obtener de su suministrador sus datos históricos de consumo.

Los datos de consumo históricos son aquellos valores registrados, reales, obtenidos por medida diaria en puntos de suministro del Sistema Gasista. Se utilizarán asimismo datos provenientes de estimación en puntos que no dispongan de telemedida.

PD-04

«Mecanismos de comunicación»

Modificado por la Resolución de 30 de abril de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el Protocolos de Detalle PD-04 «Mecanismos de Comunicación»

Fecha de publicación en el B.O.E: 16 de mayo de 2013

Vigencia: 17 de mayo de 2013

1. Objetivo

Con el objetivo de disponer de una herramienta de comunicación fluida y en tiempo real entre los distintos sujetos del sistema gasista, que sirva de soporte a la gestión del ciclo completo de gas: Solicitud de capacidad, contratación, programaciones y nominaciones, mediciones, repartos, balances y facturación, el Gestor Técnico del Sistema (GTS) pondrá a disposición de los usuarios el sistema de información SL-ATR (Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes).

El GTS mantendrá actualizado y operativo dicho sistema, que será fácilmente accesible, garantizando la veracidad y actualidad de la información suministrada, su seguridad y confidencialidad, así como el respeto a los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.

Los distribuidores dispondrán de un sistema informatizado, denominado Sistema de Comunicación Transporte-Distribución (SCTD), que soporte la gestión de sus interrelaciones con comercializadores y con el GTS, respetando los principios recogidos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema y en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

El SCTD respetará los principios de transparencia, objetividad, no discriminación y confidencialidad. Será accesible para los comercializadores y para el GTS en base a procedimientos y formatos establecidos que permitan un tratamiento automatizado de la información. El sistema soportará los procesos de contratación, medición, repartos, acceso al registro, programaciones y nominaciones, y utilizará interfases con los sistemas

propios de cada distribuidor, con el GTS, con otros distribuidores, y con los comercializadores.

Todos los sujetos del sistema gasista deberán disponer de los medios técnicos necesarios y homologados utilizando en cada momento las tecnologías más adecuadas para realizar las comunicaciones electrónicas y el acceso a los sistemas informáticos anteriores así como para cumplir cualquier otra obligación que requiera su participación en el sistema gasista. Cualquier modificación en los sistemas de comunicación de información se comunicará a los afectados con la suficiente antelación para que estos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

Para el acceso a los sistemas anteriores será necesaria la implementación de sistemas para la autenticación de los usuarios.

El GTS, tras consultar con transportistas y distribuidores, definirá en cada momento el mecanismo idóneo para esta autenticación, comunicándolo con un plazo de tiempo suficiente que permita a los afectados la adaptación de sus sistemas.

1.1 Especificaciones

1.1.1 Especificaciones básicas del SL-ATR.

El SL-ATR contendrá, entre otros, los datos identificativos de:

- Usuarios y perfiles de usuarios.
- Infraestructuras de transporte, y puntos de conexión entre redes de transporte y transporte con distribución.
- Solicitudes de reserva de capacidad y contratación.
- Programaciones, nominaciones y renominaciones.
- Mediciones realizadas en los puntos del sistema gasista en los que es necesario instalar unidades de medida.
- Información de calidad de gas.
- Repartos.
- Balances por instalación/comercializador, conforme a lo dispuesto en la NGTS-07 «Balance».
- Desbalances.
- Interfaces con otros sistemas externos, como por ejemplo facturación.

Se modelizarán en el sistema SL-ATR todas las infraestructuras que se vayan poniendo en operación por los diferentes transportistas.

El SL-ATR también dispondrá de una capacidad potente y versátil de acceso a la información que permita diseñar y emitir informes, manteniendo siempre el grado adecuado de seguridad y confidencialidad.

1.1.2 Especificaciones básicas del SCTD.

El SCTD contendrá, entre otros, los datos identificativos de:

- Usuarios y perfiles de usuarios.
Solicitudes de reserva de capacidad y contratación.
- Programaciones y nominaciones relativas al consumo de gas, de acuerdo con lo dispuesto en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- Mediciones.
- Repartos del gas vehiculado en las redes de distribución, conforme a lo dispuesto en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- Interfases con sistemas externos (GTS y comercializadores) e internos de cada distribuidor.

El SCTD empleará un sistema normalizado de codificación de infraestructuras, que será coincidente con el del SL-ATR.

1.2 Intercambio de información

El Usuario:

a) Se dirigirá al SL-ATR para gestionar la siguiente información:

- Solicitudes de contratación en clientes conectados a redes de transporte.
- Reservas de capacidad en puntos de entrada a la red de transporte, plantas de regasificación y almacenamiento.
- Programaciones trimestrales, programaciones semanales, nominaciones y renominaciones a planta de regasificación y en las entradas a la red de transporte, conexiones internacionales, yacimientos nacionales o almacenamientos subterráneos.
- Consultas de información y reclamaciones relativas a solicitudes de acceso, contratación, programaciones, nominaciones, repartos y balances.

- Consulta de los contratos vigentes del usuario en plantas de regasificación, entradas a las redes de transporte, conexiones internacionales, yacimientos nacionales o almacenamientos subterráneos.
- b) Se dirigirá al SCTD para gestionar la siguiente información:
- Solicitudes de contratación en clientes conectados a redes de distribución.
 - Solicitudes de acceso al registro de puntos de suministro.
 - Programaciones y nominaciones relativas al consumo de gas, de acuerdo con lo dispuesto en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
 - Consulta de información relativa a programaciones, nominaciones y solicitudes de contratación presentadas.
 - Consulta accesible de clientes telemedidos.

El distribuidor:

a) Recibirá a través del SCTD todas las solicitudes, consultas de información, programaciones y nominaciones de los comercializadores y clientes cualificados dándoles el trámite oportuno.

b) Envió desde el SCTD al SL-ATR la siguiente información:

- Programaciones y nominaciones relativas al consumo de gas, de acuerdo con lo dispuesto en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- Repartos mensuales y regularizaciones de reparto por usuario de sus redes, de acuerdo con lo dispuesto en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- Repartos diarios por usuario de acuerdo con lo dispuesto en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- Revisión de repartos de usuario de sus redes de acuerdo con lo dispuesto en las Normas de Gestión del Sistema.
- Peticiones de validación a solicitudes de contratación de usuarios en redes de distribución, si así lo establece la legislación vigente.
- Consumo anual y número de clientes agregados por punto de entrega transporte-distribución.
- Mediciones en puntos de entrega entre distribuidores.

c) Recibirá a través del SCTD todas las comunicaciones de solicitudes del SL-ATR y les dará el trámite oportuno.

El transportista:

- a) Recibirá a través del SL-ATR toda la información enviada desde el SCTD por los distribuidores.
- b) Recibirá a través del SL-ATR todas las solicitudes, reservas de capacidad, consultas de información y reclamaciones, programaciones y nominaciones de los usuarios que correspondan, dándoles el trámite oportuno.
- c) Enviará desde el SL-ATR a los distribuidores y a través del SCTD:
 - Confirmación/Denegación de solicitudes de contratación de usuarios en redes de distribución si así lo establece la legislación vigente.
 - Información de medición de puntos de entrega a distribuidores.
 - Confirmación/Denegación a las programaciones y nominaciones, de acuerdo con lo dispuesto en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.
- d) Enviará al SL-ATR:
 - Repartos mensuales y regularizaciones del reparto por usuario de buques, cisternas y líneas directas.
 - Repartos diarios por usuario de buques, cisternas y líneas directas.
 - Revisión de repartos de usuario de acuerdo con lo dispuesto en las Normas de Gestión del Sistema.
 - Mediciones de autoconsumos.
- e) El GTS publicará en el SL-ATR el balance diario, información detallada de repartos definitivos en sus redes para consulta de todos los agentes implicados y desbalances de acuerdo con lo dispuesto en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

El SL-ATR y el SCTD presentarán la información con el nivel de agregación establecido para cada perfil de acceso.

2. Publicación de información.

2.1. Objeto

Para facilitar y simplificar el cumplimiento de los requisitos de transparencia, el presente Protocolo establece todas las obligaciones de publicación de información por parte de los agentes del sistema gasista que actualmente se encuentran dispersas en diversas y variadas disposiciones.

2.2 Legislación aplicable

Los requisitos de transparencia aplicables a los agentes del sistema están establecidos en la regulación, tanto nacional como europea, donde se recogen una serie de requerimientos de divulgación de información.

2.3 Contenido

Todos los agentes del sistema pondrán a disposición del sector (en el SL-ATR y en el SCTD) y de agentes externos (mediante publicación en sus páginas web) toda aquella información requerida en la normativa vigente.

El Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web, previa aprobación por la CNE, todas las obligaciones de publicación de información incluidas en la regulación en vigor, incluyendo:

- El contenido de la información a publicar.
- Nivel de agregación.
- El responsable de la publicación.
- Periodicidad (diaria, semanal, mensual...).
- El medio (SL-ATR, SCTD, página web pública).
- La legislación que establece la obligación.

2.4 Mecanismo de actualización

En el plazo máximo de diez días desde la publicación en el correspondiente boletín oficial de la norma que implique las modificaciones antes indicadas, el Gestor Técnico del Sistema remitirá a la CNE para su aprobación, la propuesta de actualización que proceda. Una vez aprobada la propuesta por el organismo regulador, la actualización se llevará a cabo por el Gestor Técnico del Sistema en plazo de cinco días, en los términos que haya establecido el organismo regulador.

PD- 05

«Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros »

Aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 17 de septiembre de 2007 Reemplaza el Protocolo aprobado por Resolución de 13 de marzo de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.(BOE 04/04/2006)

Modificado por la Resolución de 22 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el Protocolos de Detalle PD-05, añadiendo un nuevo apartado 6.6 «Determinación del gas natural consumido por el buque metanero en concepto de autoconsumos».

Modificado por la Resolución de 15 de febrero de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el apartado 5.3 'Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros'.

1. Criterios generales

Para los procesos de carga o descarga de GNL, y con la suficiente antelación a la primera operación del Usuario, éste designará su Representante, que actuará de acuerdo con el Contrato en nombre de su empresa. En el caso de que la operación de carga o descarga sea compartida por varios usuarios, estos designarán un único representante para que actúe en nombre de todos ellos. Los usuarios notificarán por escrito a los titulares de la planta de regasificación la designación de sus representantes o cualquier cambio de los mismos.

Los titulares de la planta de regasificación y del buque pondrán a disposición de los representantes de las Partes toda la información necesaria para el control y determinación de las cantidades y calidades de gas. Esta información será archivada por el titular de la planta de regasificación y por el Usuario durante un período mínimo de cuatro años.

En los Anejos 1 y 2 se incluyen documentos que recogen los Informes tipo de descarga y de carga con el listado de información a archivar en relación con el control y determinación de las cantidades y calidades de gas.

El titular del buque deberá proporcionar, mantener y operar los instrumentos necesarios para la determinación del nivel, presión y temperatura en los tanques de GNL de los metaneros.

El titular de la planta de regasificación, deberá proporcionar, mantener y operar los instrumentos necesarios para la determinación de la calidad y composición del GNL, los sistemas de toma de muestras, así como cualquier otro instrumento necesario para la determinación final de las cantidades energéticas netas cargadas o descargadas.

El titular del buque, antes de cualquier operación de carga o descarga, deberá poner a disposición del titular de la planta de regasificación las tablas de corrección de cada tanque del metanero, verificadas por una autoridad independiente, mutuamente reconocida por las Partes, así como los Certificados de Verificación de los instrumentos necesarios para la determinación del nivel, temperatura y presión en los tanques de GNL. Dichos instrumentos deberán estar precintados por la misma autoridad que concedió el certificado de calibración, de manera que se asegure que no hayan sido manipulados con posterioridad.

La operación será realizada y dirigida por el titular correspondiente en presencia de los Representantes de las Partes. Durante las operaciones de carga o descarga, las Partes o sus Representantes podrán expresar su disconformidad con las operaciones realizadas por el titular, sin que esto pueda tener, como consecuencia, el bloqueo de las operaciones.

Finalizada la operación, el titular de la planta de regasificación de GNL elaborará el Informe de las Cantidades Cargadas o Descargadas, donde se detallarán, además de los datos obtenidos, el proceso de cálculo de dichas cantidades. Antes de la salida del buque, dicho Informe se firmará por duplicado por las Partes, con indicación explícita de su aceptación o reparos al contenido del mismo. Si el Representante del Usuario no estuviera presente en las operaciones de carga o descarga, esto se hará constar en el Informe y se considerará que el Usuario se encuentra conforme con dicho Informe.

En caso de disconformidad con el Informe, el titular de la planta de regasificación, así como el Representante del Usuario, guardarán toda la documentación relacionada con la operación, hasta el momento en que se produzca una resolución.

En el caso en el que aparezcan nuevos procedimientos, normas, instrumentos de medida etc. (cantidad y calidad de gas) que proporcionen mayor fiabilidad,

precisión o rapidez y sean económicamente rentables, el titular de la planta de regasificación y el Usuario se comprometen a estudiar la posibilidad de utilizar estos procedimientos, normas, etc. o de sustituir los ya utilizados.

Todas las normas que apliquen en el presente procedimiento corresponderán a la última revisión de las mismas.

2. Consideraciones sobre la posición del buque metanero para el inicio de la operación de carga o descarga

Después del atraque del metanero, y antes de que comience la operación de carga o descarga, se dejará el metanero con escora y asiento "cero" tomando y anotando lecturas del clinómetro, para ello el buque llevará instalados dos clinómetros; el secundario se usará en caso del avería del primario.

Igualmente, se tomarán las lecturas de las marcas de los calados, si es posible desde el muelle y, si no, desde los indicadores de tele-calados del control de carga del buque metanero.

Si por cualquier motivo no fuera posible mantener el buque con escora y asiento cero en el momento de realizar las mediciones, se aplicarán a las medidas obtenidas, cuando proceda, las tablas de corrección por escora y asiento (tablas de calibración) del buque.

Al objeto de determinar la energía cargada o descargada por los buques metaneros se realizarán dos mediciones, antes y después de la operación de carga o descarga, de los parámetros físicos básicos que influyen en la misma (nivel de líquido en los tanques, temperatura del líquido, temperatura del vapor, presión del vapor).

La primera medición se hará después de que los brazos de carga/descarga hayan sido conectados al buque, pero antes de empezar a enfriar los mismos y de abrir las válvulas de venteo.

La segunda medición se hará 15-30 minutos después de completar la operación y con los brazos de carga/descarga conectados y las válvulas de venteo cerradas, con objeto de asegurar que la superficie del líquido se haya estabilizado.

3. Determinación del nivel de líquido en los tanques

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

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

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

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

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

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

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

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

4. Determinación de la temperatura del líquido y del vapor de GNL en los tanques

La temperatura del líquido y vapor de GNL en cada tanque del metanero se medirá inmediatamente después de la medida del nivel del líquido, antes de

las operaciones de carga o descarga e inmediatamente después de las mismas. Cada tanque contará con varios medidores de temperatura; se situará uno en el fondo del tanque y otro en la parte más alta para asegurar la medida de la temperatura del líquido y del vapor respectivamente. El resto de medidores de temperatura se instalarán separados a distancias iguales a lo largo de toda la altura del mismo.

Sus características, instalación, funcionamiento y comprobaciones cumplirán con los requisitos establecidos para medidores de Clase A, en la norma UNE-ISO 8310 "Hidrocarburos ligeros licuados. Medición de la temperatura en tanques que contienen gases licuados. Termómetros por resistencia y termopares".

La temperatura del líquido en cada tanque se determinará como el valor medio aritmético de las temperaturas dadas por las sondas de temperatura inmersas en el GNL de dicho tanque. Las temperaturas y su valor medio se redondearán a dos cifras decimales.

Para la determinación de las sondas de temperatura que están inmersas en el GNL se tendrá en cuenta la posición relativa de las sondas en el tanque y la altura del nivel del líquido.

La temperatura del líquido se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$T_{\text{liquido}} = \frac{\sum V_k \cdot T_k}{\sum V_k}$$

Siendo V_k y T_k el volumen (m^3) y temperatura ($^{\circ}C$), respectivamente, del líquido en cada tanque.

El resultado se redondeará a dos cifras decimales.

La temperatura del vapor se determinará como el valor medio aritmético de las temperaturas dadas por las sondas no inmersas en el GNL, redondeado a dos cifras decimales.

Para la determinación de las sondas de temperatura que no están inmersas en el GNL se tendrá en cuenta la posición relativa de las sondas en el tanque y la altura del nivel del líquido. Si hubiera alguna medida de temperatura discordante, por no ser un valor razonable o inusual en relación con el gradiente de temperatura en el tanque, se recalculará el valor medio de las temperaturas despreciando la medida discordante.

5. Determinación de la presión

La presión en los tanques se medirá inmediatamente después de la temperatura. Las medidas de la presión del vapor se realizarán con medidores de presión absoluta instalados en la cavidad del tanque donde se acumula el vapor, según la norma UNE-ISO 13398 "Hidrocarburos ligeros licuados. Gas natural licuado (GNL). Procedimiento para la determinación de las cantidades transferidas".

Esta presión es necesaria para calcular la energía del gas desplazado y se determinará como el valor medio de la presión de cada tanque, expresada en milibar y redondeada a números enteros.

Si el barco no dispone de los equipos de medida de presión absoluta, tendrá que llevar instalado medidores de presión atmosférica que midan y registren los valores de ésta simultáneamente para el cálculo de la presión absoluta.

6. Determinación de la calidad del GNL

Para la determinación de la calidad del GNL, el proceso de toma de muestras incluirá tres operaciones:

- Toma de muestra representativa de GNL
- Vaporización completa de la muestra
- Acondicionamiento de la muestra gaseosa antes del transporte a su analizador

La toma de muestras en continuo se realizará siguiendo la norma UNE-EN ISO 8943 "Hidrocarburos ligeros licuados. Toma de muestras. Método continuo".

El titular de la planta de regasificación, guardará en botellas tres muestras, cada una por duplicado, tomadas durante el proceso de carga o descarga, aproximadamente al 25, 50 y 75% de la cantidad total descargada, y las retendrá hasta que haya sido firmado el Informe de Carga/Descarga con acuerdo de ambas Partes. En caso de que no exista acuerdo en los análisis realizados, estas muestras se guardarán a disposición de la autoridad metrológica competente, correctamente etiquetadas y debidamente precintadas por ambas Partes, hasta que se haya resuelto la discrepancia.

La toma de muestras líquidas se realizará en la planta de regasificación, en la línea de descarga, se pasará por un vaporizador en continuo y se analizará

con un cromatógrafo de gases en línea. Además, se recomienda disponer de un vaporizador de reserva.

Si no hubiese muestras debido al fallo del equipo de toma de muestras, o se considerase que, debido a las condiciones de operación, éstas no son representativas, la calidad del GNL se determinará por mutuo acuerdo entre las Partes.

En caso de fallo de los cromatógrafos principal y de reserva (si existe), se podrán utilizar, previo acuerdo con el representante del Usuario, otros cromatógrafos secundarios situados en la planta de regasificación, para lo cual se realizará un proceso de toma de muestras manual.

6.1 Determinación de la composición del GNL y del vapor

La composición del GNL y del vapor, se determinará mediante un cromatógrafo de gases que cuente con la aprobación emitida por una autoridad metrológica competente de la Unión Europea.

El cromatógrafo se calibrará con un gas patrón que asegure que la precisión del equipo corresponde con la de la aprobación emitida por dicha autoridad.

La preparación del mismo se realizará por método gravimétrico de acuerdo con la norma ISO 6142 "Gas Analysis – Preparation of calibration gas mixtures – Gravimetric method".

Antes de la llegada del buque a la planta de regasificación, el titular de la misma, en presencia del representante del Usuario, verificará el buen funcionamiento del cromatógrafo. Se inyectará el patrón para comprobar que los resultados obtenidos están dentro de las tolerancias permitidas. Si el Representante del Usuario no estuviera presente durante la verificación, se hará constar en el acta.

Se calculará la composición media del gas a partir de los análisis realizados al mismo. Para calcular la composición media a partir de los análisis realizados se eliminarán, por acuerdo de las Partes, aquellos claramente anómalos y obtenidos en condiciones de operación no estacionaria; en cualquier caso se eliminarán aquellos análisis cuya concentración de metano se desvié más de un 2% del valor medio. Esta composición se expresará en % redondeado a tres decimales.

6.2 Determinación de compuestos de azufre

El azufre se determinará utilizando normas internacionales de reconocido prestigio como:

- UNE-EN 24260 "Productos petrolíferos e hidrocarburos. Determinación del contenido de azufre. Método de combustión de Wickbold. (ISO 4260:1987)"
- ASTM D 4045

6.3 Determinación de compuestos de mercurio

Se determinará según la norma UNE-EN ISO 6978 "Gas natural. Determinación del contenido de mercurio", partes 1 y 2.

6.4 Calibración, preparación y verificación de los equipos de cromatografía

El cromatógrafo se calibrará, antes y después de cada carga o descarga, con un gas patrón que asegure que la precisión del equipo corresponde con la de la aprobación emitida por la autoridad metrológica.

La preparación del mismo se realizará por método gravimétrico de acuerdo con la norma ISO 6142 "Gas Analysis - Preparation of calibration gas mixtures - Gravimetric method"

Antes de la llegada del buque a la planta de regasificación, el titular de la misma, en presencia del Representante del Usuario, verificará el buen funcionamiento del cromatógrafo. Se inyectará el patrón para comprobar que los resultados obtenidos están dentro de las tolerancias permitidas.

Esta operación se repetirá a la finalización de la carga o descarga. Si el representante el usuario no estuviera presente durante la verificación se hará constar en el acta.

6.5 Toma de muestras del GNL

El titular de la planta de regasificación, guardará en botellas (cilindros de acero inoxidable) tres muestras, cada una por duplicado, tomadas durante el proceso de carga o descarga, aproximadamente al 25%, 50% y 75% de la cantidad total descargada, y las retendrá hasta que haya sido firmado el informe de carga/descarga con acuerdo por ambas Partes.

En caso de que no exista acuerdo en los análisis realizados, estas muestras se guardarán a disposición de la autoridad metrológica competente, correctamente etiquetas y debidamente precintadas por ambas Partes, hasta que se haya resuelto la discrepancia.

6.6 Determinación del gas natural consumido por el buque metanero en concepto de autoconsumos

Resolución de 22 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el Protocolos de Detalle PD-05, añadiendo un nuevo apartado 6.6 «Determinación del gas natural consumido por el buque metanero en concepto de autoconsumos»

6.6.1 Criterios generales.

Todos los buques metaneros que dispongan de una instalación que permita la utilización del gas natural transportado por el buque como combustible de los generadores de energía eléctrica, o con cualquier uso o finalidad, susceptible de ser utilizados durante las operaciones de carga o descarga, deberán disponer de un sistema de medida de las cantidades autoconsumidas que consistirá en:

- a) Un medidor másico o volumétrico, que permita determinar el consumo de gas en condiciones base.
- b) En el caso de que el medidor sea volumétrico, un dispositivo de conversión volumétrica para la transformación del volumen de gas natural consumido en condiciones base a condiciones normales, que cumpla con las características establecidas en la Norma EN 12405.

En su caso, ambos equipos cumplirán con los siguientes requisitos:

- a) Dispondrán de una aprobación de modelo emitida por un organismo reconocido por la Organización Internacional de Metrología Legal (OIML) para su utilización en medición fiscal.
- b) Dispondrán de certificados de verificación en vigor emitidos por entidades de reconocido prestigio y se encontrarán debidamente precintados por dichas entidades.

La inexistencia de los equipos o certificados anteriores no será causa de denegación de descarga, aplicándose para la determinación de la energía consumida en concepto de autoconsumos lo establecido en el apartado 6.6.2, en función de la anomalía producida.

La energía consumida como combustible se calculará:

a) En el caso de contador másico, multiplicando la diferencia de lecturas del contador tomadas al inicio y fin de la operación de carga/descarga por el poder calorífico superior (másico) del «boil-off» determinado según se indica en el apartado 7.4.

b) En el caso de medidor volumétrico con dispositivo de conversión, multiplicando la diferencia de lecturas del dispositivo conversor en condiciones normales, tomadas al inicio y fin de la operación de carga/descarga, por el poder calorífico superior del «boil-off» determinado según se indica en el apartado 7.4.

La energía calculada será añadida o sustraída respectivamente de la cantidad total cargada o descargada por el buque metanero.

Además la instalación deberá contar con una válvula que asegure el cierre de la alimentación de gas como combustible, en el caso de que así se desee. Dicha válvula deberá ser precintable, de manera que se garantice que no ha sido modificada de posición durante el proceso de carga/descarga.

Modificación apartado 6.6.2 Medición en caso de anomalía. Resolución de 4 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-12 «Procedimientos a aplicar a las cisternas de gas natural licuado con destino a plantas satélite»

Vigencia: 22 de mayo de 2015

6.6.2 Medición en caso de anomalía.

En el caso de que no se pueda asegurar que no se está utilizando gas como combustible, bien por no existir la válvula de cierre, bien por carecer del precinto mencionado, la determinación de la energía consumida en concepto de autoconsumos se realizará en función de los siguientes tipos de anomalías:

Tipo 1. La instalación carece de alguna de las aprobaciones, certificados o precintos descritos en el apartado 6.6.1.

Se contabilizará la mayor de las dos cantidades siguientes:

Si la operación es una descarga:

- a) La determinada por el sistema de medición.
- b) El 0,10 % cuando la anomalía suceda por primera vez en una planta.

El 0,15 % cuando la anomalía suceda por segunda vez consecutiva en una planta.

El 0,20 % cuando la anomalía suceda consecutivamente por tercera y siguientes veces, en una planta.

Si la operación es una carga:

a) La determinada por el sistema de medición.

b) El 0,25 % cuando la anomalía suceda por primera vez en una planta.

El 0,30 % cuando la anomalía suceda por segunda vez consecutiva en una planta.

El 0,35 % cuando la anomalía suceda consecutivamente por tercera y siguientes veces, en una planta.

Tipo 2. Inexistencia de equipo de medición y resto de anomalías.

Se contabilizará:

- El 0,20 % si la operación es una descarga.
- El 0,35 % si la operación es una carga

Antes del 15 de octubre de cada año el gestor técnico del sistema enviará un informe a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, con una propuesta de valores de los coeficientes citados en el apartado 6.6.2, a los efectos de su mejor adecuación a la realidad de las operaciones y la evolución tecnológica. Para ello, los transportistas titulares de plantas de regasificación remitirán periódicamente al gestor técnico del sistema los datos de las cargas y descargas reales en cada planta. Dicho informe incluirá una justificación de los valores propuestos, así como la información que haya servido de base para la elaboración del mismo.»

7. Cálculos

7.1 Cálculo del volumen de GNL cargado o descargado

El volumen de GNL cargado o descargado por un buque será la suma del volumen de GNL cargado/descargado en cada tanque del buque metanero.

El volumen del GNL cargado/descargado en cada tanque del buque metanero se calculará por diferencia entre los niveles inicial y final del líquido en el tanque, obtenidos de acuerdo con este protocolo y a partir de las tablas de

calibración de cada tanque. El volumen irá expresado en metros cúbicos, redondeado a tres cifras decimales.

7.2 Cálculo del Poder Calorífico Superior másico

Se calculará de acuerdo con la Norma UNE-EN ISO 6976 "*Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición*", utilizando el valor de la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Para obtener el valor en kWh/Kg se dividirá el valor en MJ/Kg redondeado a tres decimales entre 3,6. Se redondeará este resultado a 3 cifras decimales.

7.3 Cálculo de la densidad del GNL

La densidad del GNL se dará en kg/m³, redondeada a tres cifras decimales, por cálculo a partir de la composición molecular y la temperatura media del líquido inicial, en caso de descarga, y la final en caso de carga. El método de cálculo será el descrito en la norma UNE 60555 "*Gas natural licuado (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas*".

7.4 Cálculo del vapor retornado

Para el cálculo del vapor retornado, se utilizará:

- a) En el caso de descarga: temperatura del vapor después de la operación, presión final y composición del vapor.
- b) En el caso de carga: temperatura de vapor inicial, presión inicial y composición del vapor.

El poder calorífico superior volumétrico se calculará de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 6976. "*Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e Índice de Wobbe a partir de la composición*", redondeado a tres cifras decimales y a la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Para el cálculo del volumen de vapor retornado, expresado en condiciones normales, se considerará un comportamiento ideal del vapor, y se utilizarán las condiciones de referencia establecidas en las Normas del Gestor Técnico del Sistema, tomando como volumen bruto el volumen de líquido desplazado.

Para determinar la composición del vapor se utilizará preferentemente el primero de los métodos indicados a continuación:

- a) Toma de muestras en la línea de vapor, utilizando preferentemente un método en continuo con análisis cromatográfico de la muestra.
- b) Empleo de una composición fija de vapor para obtener un poder calorífico superior fijo.

7.5 Cálculo de las cantidades entregadas.

Para el cálculo de la Energía y la Masa entregada se utilizará la Norma UNE 60555: *"Gas natural licuado (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas"*.

El resultado de energía se expresará en kWh, sin cifras decimales. El resultado de las mediciones de masa se expresará en kg, respectivamente, sin cifras decimales.

Anejo 1

Informe de descarga de buque

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

Nº de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

TEMPERATURAS DE G.N.L. EN TANQUES INICIO

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º
TEMP.ºC										

TEMPERATURAS DE G.N.L. EN TANQUES FINAL

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º
TEMP.ºC										

COMPOSICION DEL G.N.L.

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Temp. Media Inicio (ºC)

Temp. Media Final (°C)

Vol. G.N.L. Inicio (M3)

Vol. G.N.L. Final (M3)

Vol. G.N.L. Desc. (M3)

Fdo.

Pag.1

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

:

Hora final :

Puerto de descarga :

Nº de viaje :

Puerto de origen

Buque :

País origen :

TEMPERATURAS DE BOIL- OFF EN TANQUES INICIO

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º
TEMP.ºC										

TEMPERATURAS DE BOIL- OFF EN TANQUES FINAL

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º
TEMP.ºC										

COMPOSICION DEL BOIL - OFF

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Temp. Media Inicio (ºC)

Temp. Media Final (ºC)

Vol. G.N.L. Inicio (M3)

Vol. G.N.L. Final (M3)

Vol. G.N.L. Desc. (M3)

Fdo.

Planta de

Este certificado indica la cantidad y calidad del gas natural licuado (G.N.L.) que ha sido descargado en el Terminal de G.N.L. de , por el buque con fecha:

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

N° de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

CANTIDAD DE G.N.L. DESCARGADO :

M3 G.N.L. Inicio Buque :.....

KG G.N.L. Inicio Buque :

M3 G.N.L. Final Buque :

KG G.N.L. Final Buque :

M3 G.N.L. Descargados :

KG G.N.L. Descargados :

kWh G.N.L. Totales :

CANTIDAD DE BOIL-OFF RETORNADO :

m³(*) G.N. Retornado :.....

KG G.N. Retornado :

kWh G.N. Totales :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

AUTOCONSUMOS DEL BUQUE :

Consumo de G.N. (m³(n)) :.....

KG de G.N. :

kWh Autoconsumo :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

ENERGIA DESCARGADA EN TERMINAL :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

kWh Descargadas :

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

Nº de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

MEDIA DE RESULTADO DE ANALISIS DE CROMATÓGRAFO:

COMPONENTE MOLAR

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

%PROPIEDADES DEL G.N.L.

PESO MOLECULAR	Kg/KMOL
DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA	Kg/m ³ (*)
PODER CALORIFICO DEL GAS	kWh/m ³ (*)
RATIO DE EXPANSION	m ³ (*)/M3L
DENSIDAD	Kg/M3L
PODER CALORIF. GNL/MASA	kWh/Kg
PODER CALORIF. GNL/VOL.	kWh/M3L
INDICE DE WOBBE	kWh/m ³ (*)

(*) Ver condiciones abajo

Temperatura Media del G.N.L. : °C

Poder Calorífico (HS) : [°C, MBAR]

Índice de Wobbe : [°C, MBAR]

Fdo.
Pag.4

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

Nº de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

COMPOSICION DEL LÍQUIDO

COMPONENTE %

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

CÁLCULO DE LA DENSIDAD

TEMPERATURA DEL LIQUIDO: °C $K1 = m^3/Kmol$

$K2 = m^3/Kmol$

DENSIDAD= Kg/M3L

PODER CALORÍFICO

Hm= KWh/Kg

Hv= KWh/M3L

CANTIDAD ENTREGADA

LLEGADA DEL BUQUE :	M3	TEMP: DEL VAPOR DESP.:	°C
SALIDA DEL BUQUE :	M3	PRESION ABS. DESPUES:	mbar
RECIBIDO POR BUQUE :		M3	
CONSUMIDO POR BUQUE :		M3	

PESO DESCARGADO : Kg

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

Nº de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

INICIO DESCARGA

Temp. Med. G.N.L. inic (°C) :

Densidad G.N.L. (KG/M3L) :

CALIDAD DEL G.N.L.:

COMPOSICION MOLAR %:

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/M3L) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

K1 :

K2 :

P. de Revap. (M3L/m³(*)) :

I. de Wobbe (kWh/m³(*)) :

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

Nº de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

Temp. Med. G.N. Inicio (°C) :

Temp. Med. G.N. Final (°C) :

Densidad G.N (KG/m³(*)) :

CALIDAD DEL BOIL-OFF:

COMPOSICION MOLAR %:

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/m³(*)) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

I. de Wobbe (kWh/m³(*)) :

Fdo.

CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD

Este certificado indica la cantidad de gas natural licuado (G.N.L.) que ha sido descargado en la Planta de _____ , con los datos que a continuación se detallan:

Fdo.

Pag.8

PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE DESCARGA

PROVISIONAL

PROPUESTO

DEFINITIVO

BUQUE:

PROCEDENCIA:

FECHA LLEGADA:

PRODUCTO:

G.N.L.

MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

Pag.9

CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD

Este certificado indica la cantidad de mermas de gas natural licuado (G.N.L.) para el cargamento indicado, en la Planta de _____, con los datos que a continuación se detallan

Fdo.

Pag.10

PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE DESCARGA

PROVISIONAL

PROPUESTO

DEFINITIVO

BUQUE:

PROCEDENCIA:

FECHA LLEGADA:

PRODUCTO: G.N.L.

MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

Anejo 2

Informe de carga de buque

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

Nº de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen:

TEMPERATURAS DE G.N.L. EN TANQUES INICIO

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º
TEMP.ºC										

TEMPERATURAS DE G.N.L. EN TANQUES FINAL

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º
TEMP.ºC										

COMPOSICION DEL G.N.L.

N2 :
C1 :
C2 :
C3 :
IC4 :
NC4 :
IC5 :
NC5 :
C6+ :
CO2 :

Temp. Media Inicio (ºC)

Temp. Media Final (ºC)

Vol. G.N.L. Inicio (M3)

Vol. G.N.L. Final (M3)

Vol. G.N.L. Desc. (M3)

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

Nº de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen:

TEMPERATURAS DE BOIL- OFF EN TANQUES INICIO

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º
TEMP.ºC										

TEMPERATURAS DE BOIL- OFF EN TANQUES FINAL

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º
TEMP.ºC										

COMPOSICION DEL BOIL - OFF

N2 :
 C1 :
 C2 :
 C3 :
 IC4 :
 NC4 :
 IC5 :
 NC5 :
 C6+ :
 CO2 :

Temp. Media Inicio (ºC)
 Presion Inicio (MBAR)
 Temp. Media Final (ºC)
 Presion Final (MBAR)
 Volumen Retornado (m³)
 Volumen Retornado (m³(*))
 Autoconsumos Buque (m³(n))

Fdo.

Pag.2

Planta de

Este certificado indica la cantidad y calidad del gas natural licuado (G.N.L.) que ha sido cargado en el Terminal de G.N.L. de _____, por el buque con fecha:

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

CANTIDAD DE G.N.L. CARGADO :

M3 G.N.L. Inicio Buque :.....

KG G.N.L. Inicio Buque :

M3 G.N.L. Final Buque :

KG G.N.L. Final Buque :

M3 G.N.L. Descargados :

KG G.N.L. Descargados :

kWh G.N.L. Totales :

CANTIDAD DE BOIL-OFF RETORNADO :

m³(*) G.N. Retornado :.....

KG G.N. Retornado :

kWh G.N. Totales :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

AUTOCONSUMOS DEL BUQUE :

Consumo de G.N. (m³(n)) :.....

KG de G.N. :

kWh Autoconsumo :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

ENERGIA CARGADA EN TERMINAL :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

kWh Descargadas :

Fdo.

Pag.3

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino:

Buque :

País origen :

MEDIA DE RESULTADO DE ANALISIS DE CROMATÓGRAFO:

COMPONENTE MOLAR %

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

PROPIEDADES DEL G.N.L.

PESO MOLECULAR	Kg/KMOL
DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA	Kg/m ³ (*)
PODER CALORIFICO DEL GAS	kWh/m ³ (*)
RATIO DE EXPANSION	m ³ (*)/M3L
DENSIDAD	Kg/M3L
PODER CALORIF. GNL/MASA	kWh/Kg
PODER CALORIF. GNL/VOL.	kWh/M3L
INDICE DE WOBBE	kWh/m ³ (*)

(*) Ver condiciones abajo

Temperatura Media del G.N.L. : °C

Poder Calorífico (HS) : [°C, MBAR]

Índice de Wobbe : [°C, MBAR]

Fdo.

Pag. 4

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

COMPOSICIÓN DEL LÍQUIDO

COMPONENTE %

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

CÁLCULO DE LA DENSIDAD

TEMPERATURA DEL LÍQUIDO:	°C	K1	m ³ /Kmol
		K2	m ³ /Kmol
DENSIDAD	Kg/M3L		

PODER CALORIFICO

Hm= KWh/Kg
Hv= KWh/M3L

CANTIDAD ENTREGADA

LLEGADA DEL BUQUE :	M3	TEMP: DEL VAPOR DESP.:	°C
SALIDA DEL BUQUE :	M3	PRESION ABS. DESPUES :	mbar
RECIBIDO POR BUQUE :	M3		
CONSUMIDO POR BUQUE :	M3		

PESO CARGADO Kg

Fdo.
Pag. 5

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

INICIO CARGA

Temp. Med. G.N.L. inic (°C) :

Densidad G.N.L. (KG/M3L) :

CALIDAD DEL G.N.L.:

COMPOSICION MOLAR %:

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/M3L) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

K1 :

K2 :

P. de Revap. (M3L/m³(*)) :

I. de Wobbe (kWh/m³(*)) :

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

Nº de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

Temp. Med. G.N. Inicio (°C) :

Temp. Med. G.N. Final (°C) :

Densidad G.N (KG/m³(*)) :

CALIDAD DEL BOIL-OFF:

COMPOSICION MOLAR %:

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/m³(*)) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

I. de Wobbe (kWh/m³(*)) :

Fdo.

CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD NETA

Este certificado indica la cantidad de gas natural licuado (G.N.L.) que ha sido cargado en la Planta de _____, con los datos que a continuación se detallan:

Fdo.

Pag. 8

PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE CARGA

PROVISIONAL

PROPUESTO

DEFINITIVO

BUQUE:

PROCEDENCIA:

FECHA LLEGADA:

PRODUCTO:

G.N.L.

MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD

Este certificado indica la cantidad de mermas de gas natural licuado (G.N.L.) para el cargamento indicado, en la Planta de _____, con los datos que a continuación se detallan

Fdo.

Pag. 10

PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE CARGA

PROVISIONAL

PROPUESTO

DEFINITIVO

BUQUE:

PROCEDENCIA:

FECHA SALIDA:

PRODUCTO:

G.N.L.

MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD A BORDO

Este certificado indica la cantidad de gas natural licuado (G.N.L.) que ha sido cargado a bordo en la Planta de _____ , con los datos que a continuación se detallan:

BUQUE:

DESTINO:

FECHA CARGA:

PRODUCTO: **G.N.L.**

VOLUMEN: m³

PESO: Kgs.

kWh:

Fdo.

PD- 06

« Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros »

Publicado en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas del 13 de marzo de 2006 y modificado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 17 de septiembre de 2007 (Artículo tercero.- Se reemplaza el apartado 2.1 "Inspección de buque metaneros" del Protocolo de Detalle PD-6)

Modificación apartados 5 y 6.7 en Resolución de 4 de mayo de 2016 de la Dirección General de Política Energética y Minas (B.O.E. 10/05/2016)

Vigencia: 11 de mayo de 2016

1. Objeto.

El presente documento pretende definir un procedimiento de coordinación de las actividades logísticas que permita gestionar las descargas de GNL.

2. Inspección de buques metaneros y estudios de compatibilidad.

2.1. Inspección de buques metaneros:

Los buques a utilizar para las descargas de GNL en las instalaciones de regasificación deberán haber superado satisfactoriamente los procedimientos de inspección ("vetting") exigidos por una compañía de reconocido prestigio a nivel internacional, especializada en la evaluación de buques de transporte de GNL.

Las inspecciones serán efectuadas por inspectores que posean la acreditación OCIMF ("Oil Companies International Marine Forum") para buques de transporte de GNL, siguiendo las pautas y estando disponibles a través del programa SIRE ("Ship Inspection Report Programme").

La validez de las inspecciones será: para buques menores de 5 años, 18 meses, para buques con antigüedad comprendida entre 5 y 15 años, 12 meses y para buques de más de 15 años, 6 meses.

Si el buque ha cumplido 15 años, deberá haber pasado una inspección de Clase en dique seco durante los últimos 36 meses.

Asimismo, los titulares de las plantas de regasificación podrán exigir a los contratantes de los buques con 20 años o más desde su entrada en servicio la presentación de certificados adicionales de una sociedad de clasificación acerca del estado estructural de los mismos, tales como el CAP (“Condition Assessment Programme”) nivel 1 o 2, o similares que acrediten inspecciones específicas para buques de esta antigüedad, debiendo cada Terminal publicar el detalle de sus requerimientos. La modificación de los requerimientos deberá ser anunciada con suficiente antelación.

En el caso de que se pretendan descargar buques metaneros que no hayan superado hasta la fecha ningún procedimiento internacionalmente reconocido de inspección, o bien, que hubieran sufrido alguna modificación importante posterior a la superación del mencionado procedimiento, la compañía comercializadora, transportista, o el consumidor cualificado contratante del buque, deberá facilitar la totalidad de la información solicitada tanto por el titular de la instalación de descarga como por la compañía de inspección que vaya a realizar la evaluación del buque antes de que se proceda a su descarga.

En cualquier caso, la autorización definitiva para que un buque metanero que haya pasado la inspección, amarre y descargue gas natural licuado en una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL será otorgada por el titular de la citada planta. La compañía comercializadora, o consumidor cualificado deberá iniciar los trámites con la antelación suficiente, de forma que estén finalizados como paso previo a la realización de la programación vinculante de la descarga del buque.

2.2 Estudios de compatibilidad:

En el caso de utilización de buques metaneros que no hayan previamente descargado GNL en la correspondiente instalación, con el fin de poder analizar la compatibilidad entre los buques que transporten el GNL para las diversas comercializadoras y las instalaciones de las terminales, dichas comercializadoras deberán suministrar todos los datos referentes a los buques que le sean solicitados por parte del titular de la instalación.

En función de estos datos se analizará la compatibilidad en lo referente, entre otros, a brazos de descarga, puntos de contacto con las defensas, número de puntos de amarre, posición del «manifold» y pasarela de acceso de tierra al buque, comprometiéndose el titular de la instalación a emitir el correspondiente informe dentro del plazo de 7 días hábiles desde la presentación por parte de la comercializadora de la información pertinente.

3. Atraque seguro e instalaciones de descarga

El titular de la instalación de descarga deberá cumplir con las regulaciones internacionales estándar aceptadas en la industria del GNL; entre otros los siguientes:

- Iluminación suficiente, hasta los límites permitidos por las autoridades portuarias, que permita realizar las maniobras de acceso o abandono del muelle, de acuerdo con la reglamentación específica de cada Puerto;
- Brazos de descarga, tuberías y otros equipos necesarios para permitir la descarga de GNL;
- Instalaciones para el retorno de vapor adecuados para mantener una presión operativa en los tanques de carga del buque metanero, siempre dentro de los rangos operativos especificados para el buque;
- Acceso/s seguro/s para el personal del buque y el que acceda al mismo;
- Un sistema de comunicaciones que cumpla con las regulaciones aplicables y permita estar en comunicación con el Buque Metanero en todo momento;
- Instalaciones que faciliten el suministro de nitrógeno a los buques metaneros.

4. Autorizaciones y Servicios Portuarios

Será responsabilidad del Buque Metanero o del agente que designe, obtener de la Autoridad Portuaria los correspondientes permisos de descarga, siendo además de su responsabilidad la contratación de los servicios pertinentes para el atraque, entre otros: prácticos, remolcadores y amarradores.

5. Programación

La programación de descarga de buques se realizará de acuerdo a lo establecido en las normas de gestión técnica del sistema, apartados 3.6.2.1 y 3.6.2.2 haciendo referencia a la programación anual y mensual, siendo la anual de carácter informativo y la mensual de carácter vinculante, de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.6.2.2 de la NGTS-02 «Programaciones».

La programación mensual vinculante, incluirá entre otros datos, la fecha de descarga programada, que establece el día de comienzo del período de tiempo asignado para la llegada del buque. La duración de este intervalo de tiempo, o ventana de descarga, y su hora de comienzo, dependen de la instalación de descarga. Se establecen conforme a lo siguiente:

a) Para Barcelona, Cartagena, Bilbao y Sagunto: 36 horas, desde las 00:00 horas de la fecha de descarga programada, para cualquier tipo de buque.

b) Para Huelva y Mugarodos: 36 horas, comenzando la ventana dos horas antes del momento en que se produzca la primera marea alta dentro de la fecha de descarga programada, para cualquier tipo de buque.

6. Actividades logísticas de GNL.

6.1 Nominación de buques:

Al menos 15 días antes de la descarga, y siempre antes de la carga, las diversas comercializadoras o consumidores que se autoabastezcan, conviniendo que se cumplan los criterios establecidos en el punto 6.2, nominará por fax, telex o correo electrónico buques compatibles con el Puerto y con los requerimientos técnicos y legales de las instalaciones de descarga, que deberán cumplir con las regulaciones internacionales estándar aceptadas en la industria del Gas Natural Licuado (en adelante GNL).

- Dicha nominación deberá incluir al menos la siguiente información:
- Nombre del buque.
- ETA, de acuerdo con la Fecha de Descarga Programada establecida.
- Cantidad prevista a descargar, igualmente de acuerdo con la programación.
- Origen del gas.

El titular de la instalación responderá aceptando o rechazando la nominación dentro de las 72 horas laborables siguientes a la recepción de la misma; en caso de rechazo éste deberá ser razonado.

En cualquier caso, la falta de respuesta por parte del titular dentro del período que corresponda, se entenderá como aceptación implícita de la nominación.

6.2 Notificaciones relativas a la carga:

Las comercializadoras y consumidores que se autoabastezcan, o quien ellos designen, notificarán al titular de la instalación una vez finalizada la carga del GNL, el origen, la cantidad y calidad del cargamento, por medio de los correspondientes certificados emitidos por un inspector independiente.

6.3 Notificaciones del Tiempo Estimado de Llegada:

El capitán del buque metanero o su agente, notificará al titular de la planta el Día y Hora estimada de llegada del buque a la boya de recalada, o «Estimated Time Arrival» (ETA), teniendo en cuenta la duración del viaje en las siguientes ocasiones:

- El primer aviso deberá enviarse a la salida del puerto de carga.
- El segundo aviso deberá enviarse no más tarde de siete (7) días antes del ETA. Si este ETA es modificado en más de doce (12) horas, el capitán del buque metanero o su agente deberá notificar inmediatamente el ETA corregido al titular de la planta.
- El tercer aviso deberá ser enviado no después de setenta y dos (72) horas antes del ETA. Si este ETA se modifica en más de seis (6) horas, el capitán del buque metanero o su agente deberá notificar inmediatamente el ETA corregido al titular de la planta.
- El cuarto aviso deberá enviarse no después de cuarenta y ocho (48) horas antes del ETA. Si este ETA se modifica en más de seis (6) horas, el capitán del buque metanero o su agente deberá notificar inmediatamente el ETA corregido al titular de la planta.
- El quinto aviso deberá ser enviado no más tarde de veinticuatro (24) horas antes del ETA. Si este ETA se modifica en más de una (1) hora, el capitán del buque metanero o su agente deberá notificar inmediatamente el ETA corregido al titular de la planta.
- El Aviso de Alistamiento («Notice of Readiness» – NOR) deberá ser notificada por el capitán del buque metanero al titular de la planta a la llegada a la boya de recalada o a la zona de anclaje a las afueras del puerto de descarga donde el práctico del puerto de descarga sube a bordo del buque metanero. Una vez se hayan finalizado las formalidades necesarias con las autoridades competentes y esté del todo preparado para proceder con el atraque y comenzar la descarga, el buque metanero y el titular procederán con toda diligencia al atraque seguro en el muelle o pantalán de la instalación de descarga.

6.4 Prioridad de atraque de buques.

En caso de que el buque metanero llegue dentro de su ventana de descarga, dicho buque tendrá prioridad de atraque en las instalaciones frente a otros que estuviesen llegando en ese momento fuera de su ventana de descarga, y frente a aquellos que habiendo igualmente llegado fuera de su Fecha de Descarga Programada estuviesen esperando para el atraque, excepto en el caso de que otro buque, habiendo llegado en su ventana de descarga anterior, esté esperando debido a mal tiempo o por Fuerza Mayor.

En caso de que el buque metanero no llegue en su Ventana de Descarga, el titular de la instalación deberá disponer su atraque para la descarga tan pronto como sea posible teniendo en cuenta el régimen habitual de las instalaciones y los programas de descarga de otros buques, bajo el principio de «first come first served» con respecto a otros buques que hubiesen llegado también fuera de sus respectivas Ventanas de Descarga. Esta situación podría verse modificada si el Gestor del Sistema estimase necesario, en aras de garantizar la seguridad del suministro, modificar el orden de las descargas para hacer frente a desbalances.

En el caso de que un buque metanero no llegue en su ventana de descarga y transporte gas de un comercializador o consumidor que se autoabastezcan que se encuentre en situación de desbalance individual, éste tendrá preferencia de descarga frente al resto de los buques que hubieran llegado fuera de su ventana de descarga.

6.5 Operaciones de atraque:

Después de que el NOR haya sido notificado de acuerdo con lo establecido en el Apartado 6.3, el capitán del buque deberá proceder a un atraque seguro y rápido del Buque Metanero en el muelle y el titular de la instalación deberá cooperar con que el Buque sea así atracado.

6.6 Operaciones de descarga:

El capitán del Buque Metanero y el titular de la instalación procurarán que comience la descarga tan pronto como sea posible después de las operaciones de atraque y deberán cooperar entre ellos para completar o procurar que se complete la descarga de forma segura, efectiva y rápida.

Para realizar una descarga segura del GNL a los ritmos, presiones y temperaturas que sean requeridos por el Buque Metanero y por las Instalaciones de descarga, el GNL deberá ser bombeado desde el Buque

Metanero, siguiendo las indicaciones del Terminal, a las instalaciones receptoras, de acuerdo con los tiempos de plancha concertados, y el titular de la instalación retornará gas natural al Buque en las cantidades que sean necesarias.

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

6.7 Tiempos de Plancha

6.7.1. Tiempo de plancha permitido. Es el tiempo máximo asignado al titular de la instalación para la conclusión de la descarga de cada cargamento sin incurrir en demoras. Este tiempo de plancha se detalla a continuación:

- a) Buques de capacidad igual o inferior a 200.000 m³ de GNL: Treinta y seis (36) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos.
- b) Buques de capacidad superior a 200.000 m³ de GNL: Cuarenta y ocho (48) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos.

6.7.2. Comienzo del tiempo de Plancha:

6.7.2.1 Cartagena, Barcelona, Bilbao y Sagunto. Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el Aviso de Alistamiento (Notice of Readiness-NOR, en inglés) en su ventana de descarga, el tiempo de plancha empezará seis horas después de ser notificado el NOR, o en el momento en que el barco esté atracado y listo para la descarga, lo que ocurra antes.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR antes de su ventana de descarga, el tiempo de plancha comenzará cuando tenga lugar el primero de los siguientes eventos:

- a) En el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para la descarga.
- b) A las 06:00 horas de la fecha de descarga programada.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga después de su ventana de descarga o, llegando antes no notifica a tiempo el NOR; el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para iniciar la descarga.

6.7.2.2 Huelva. Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR en su fecha de descarga programada, o con antelación a la misma, lo que ocurra antes, el tiempo de plancha empezará cuando tenga lugar el primero de los siguientes eventos:

a) Cuatro horas después del momento en que suceda la primera marea alta dentro de su ventana de descarga y que tenga lugar al menos dos horas después de notificar el NOR y que permita al buque metanero atracar con seguridad y descargar de acuerdo con las regulaciones portuarias a tal efecto.

b) En el momento en que el barco esté atracado y listo para la descarga.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga después de su ventana de descarga o, llegando antes no notifica a tiempo el NOR; el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para iniciar la descarga.

6.7.2.3 Mugaros. Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR en su fecha de descarga programada, o con antelación a la misma, lo que ocurra antes, el tiempo de plancha empezará cuando tenga lugar el primero de los siguientes eventos:

a) Seis horas después del momento en que suceda la primera marea alta dentro de su ventana de descarga y que tenga lugar al menos una hora después de notificar el NOR y que permita al buque metanero atracar con seguridad y descargar de acuerdo con las regulaciones portuarias a tal efecto.

b) En el momento en que el barco esté atracado y listo para la descarga.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga después de su ventana de descarga o, llegando antes no notifica a tiempo el NOR; el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para iniciar la descarga.

6.7.3 Conclusión del tiempo de plancha. El tiempo de plancha dejará de contar cuando se desconecten los brazos de descarga.

Se permite extender el tiempo de plancha permitido por cualquier retraso imputable o período de tiempo requerido para lo siguiente:

- a) Acción u omisión, del buque metanero o su capitán;
- b) Retraso debido a operaciones especiales del barco tales como «heel out», aprovisionamiento, «bunkering», etc.;
- c) Cumplimiento del buque metanero de las regulaciones del puerto de descarga;
- d) Descarga lenta por alta temperatura del GNL;
- e) Por retraso debido a condiciones meteorológicas adversas; y
- f) Cualquier otra razón por fuerza mayor.

6.7.4. Comienzo del Tiempo de Plancha en Bilbao: Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR en su ventana de descarga, el tiempo de plancha empezará, seis horas después de ser notificado el NOR, o en el momento en que el barco esté atracado y listo para la descarga, lo que ocurra antes.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga y notifica el NOR antes de la Fecha de Descarga Programada, el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para la descarga; o a las 00:00 horas de la Fecha de Descarga Programada, lo que ocurra antes.

Si el buque metanero llega a la boya de recalada del puerto de descarga después de su Ventana de Descarga o, llegando antes no notifica a tiempo el NOR; el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para iniciar la descarga.

6.7.5. Otras Plantas: Deberá determinarse el momento de comienzo del tiempo de plancha para el resto de plantas que operen el Sistema Gasista.

6.7.6. Conclusión del Tiempo de Plancha: En el caso en que el cargamento no sea descargado en el Tiempo de Plancha Permitido, el titular de la instalación permitirá al buque metanero continuar la ocupación del muelle o atraque hasta completar su descarga y el tiempo de plancha continuará contando a efectos de Demoras.

Se permite extender el Tiempo de Plancha Permitido por cualquier retraso imputable o período de tiempo requerido para lo siguiente:

- a) Acción u omisión, del buque metanero o su Capitán;

- b) Cumplimiento del buque metanero de las regulaciones del puerto de descarga;
- c) Descarga lenta por alta temperatura del GNL;
- d) Por retraso debido a condiciones meteorológicas adversas; y
- e) Cualquier otra razón por Fuerza Mayor.

El tiempo de plancha dejará de contar cuando se desconecten los brazos de descarga.

6.8 Medición de descargas de GNL:

La cantidad y calidad del GNL descargado se medirá por el titular de la instalación de descarga, con los equipos de medición de acuerdo con los procedimientos que en cada momento sean de aplicación y por lo que se establezca en los Protocolos de Detalle, de acuerdo con la regla operativa de medición de descargas en energía.

El conjunto de comercializadores y consumidores que se autoabastezcan, que eventualmente compartiesen un cargamento, podrán designar un Inspector Independiente de acuerdo con su suministrador para supervisar y verificar las mediciones, muestreo y análisis del GNL descargado. El coste de esta inspección será asumido por las compañías que compartiesen dicho cargamento.

6.9 Demoras:

Si la descarga del cargamento no ha sido completada por causas ajenas al buque metanero o a su capitán, dentro del Tiempo Permitido de Plancha, el titular de la planta deberá pagar demoras según la siguiente tabla de precios por día:

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

Si, como resultado de cualquier retraso atribuible a la acción u omisión del buque metanero o su capitán, la descarga del cargamento en el puerto de descarga utiliza un tiempo de plancha superior al Tiempo Permitido de Plancha, y a consecuencia de ello, otro buque no puede acceder a las Instalaciones a su llegada al puerto de descarga dentro de su Fecha Descarga Programada, se pagará al titular de las instalaciones, una vez

convenientemente justificada la anterior circunstancia, demoras según la siguiente tabla de precios por día:

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

En cualquiera de los casos anteriores se realizará una prorrata para periodos inferiores a un día.

Los precios anteriores serán actualizados en cada año de aplicación, en función del incremento medio anual de precios recogidos en la OECD «Europe Consumer Prices Index», publicado por la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo, en su boletín mensual.

Tanto en caso como en otro, las demoras serán pagadas a los veinte (20) días de recibir la factura; en caso de falta de pago dentro del plazo establecido, la parte deudora vendrá obligada a pagar a la parte acreedora un interés de demora equivalente al «USD LIBOR» a tres meses incrementado en tres puntos, calculado desde el día siguiente al vencimiento del pago.

Toda reclamación por demoras se considerará sin efecto si se presenta con documentación fehaciente pasados 90 días naturales después de finalizada la descarga.

Demoras:

A continuación se adjuntan los valores monetarios a los que se hace referencia como A1, A2, A3 en el apartado III.6.9 Demoras, del Procedimiento Operativo de Actividades Logísticas de Descargas de GNL.

A1) Para buques de hasta 60.000 m³ de capacidad bruta: 26.000 US\$/día.

A2) Para buques con capacidad bruta entre 60.000 y 110.000 m³: 45.000 US\$/día.

A3) Para buques con capacidad superior a 110.000 m³: 65.000 US\$/día.

PD- 07

« Programaciones, nominaciones y renominaciones en infraestructuras de transporte del sistema »

1. Objeto

El presente protocolo de detalle desarrolla los procedimientos de programación, nominación y renominación, incluidos en las normas de gestión técnica del sistema NGTS-03 y NGTS-04, que el Gestor Técnico del Sistema (GTS) y los operadores de instalaciones del sistema gasista requieren para la correcta planificación y operación del sistema.

2. Ámbito de aplicación

Este protocolo es de aplicación a las instalaciones de transporte, almacenamiento y regasificación.

2.1 Plantas de regasificación

Los operadores de plantas de regasificación y el GTS dispondrán de la información de los siguientes sujetos:

- Usuarios de las plantas de regasificación,
- Los distribuidores, que remitirán las programaciones de cargas de cisternas necesarias para consumo en sus redes de distribución conectadas a plantas satélites

Los operadores de las plantas de regasificación, una vez analizada la información, procederán a informar sobre la viabilidad de la misma. Dichos informes estarán a disposición del GTS, para que pueda proceder al análisis conjunto del sistema y realizar los ajustes necesarios para acordar un programa confirmado definitivo.

Esta confirmación no es aplicable al proceso de regasificación pero se tiene en cuenta para dar la confirmación de la planta en su conjunto y puede condicionar la confirmación de la descarga de buques.

2.2 Almacenamientos subterráneos

La información relativa a los almacenamientos subterráneos será enviada por los usuarios sobre la base de un almacenamiento único, independientemente de la instalación física en la que se ubique el gas almacenado.

De acuerdo con lo anterior, será el GTS quien actúe como coordinador de los operadores de almacenamiento subterráneo para acordar los programas de inyección y extracción de cada instalación, con el objeto de garantizar la utilización de cada almacenamiento subterráneo aplicando criterios de seguridad y eficiencia económica y cubriendo las necesidades globales de almacenamiento solicitadas por los usuarios

El GTS enviará el programa de funcionamiento previsto al operador del almacenamiento subterráneo y éste, en su caso, le trasladará sus objeciones sobre el mismo. En función de las objeciones recibidas, el GTS establecerá y comunicará el programa de funcionamiento definitivo a cada uno de los operadores y las cantidades confirmadas de inyección o extracción a los usuarios.

2.3 Redes de transporte

Los operadores de las redes de transporte y el GTS dispondrán de la información de los siguientes sujetos:

1. Usuarios, para su consumo de demanda convencional y de demanda para generación eléctrica.
2. Usuarios, en relación con el gas a transportar desde o hacia otras infraestructuras de transporte (plantas de regasificación, almacenamiento subterráneo, conexiones internacionales, yacimientos y almacenamiento en el PVB cuando se ofrezca este servicio). La información de los usuarios relativa a los almacenamientos subterráneos y almacenamiento en el PVB, cuando se ofrezca este servicio, sólo estará disponible para el GTS.
3. Otros operadores de redes de transporte (incluidos operadores adyacentes de conexiones internacionales y yacimientos). Una vez analizada y procesada la información recibida, el GTS comunicará a los usuarios las cantidades confirmadas.

3. Parámetros comunes

Los parámetros comunes a indicar en todo intercambio de información relativo a programaciones, nominaciones y renominaciones son los siguientes:

- Fecha de emisión.
- Identificación del usuario que realiza la programación, nominación o renominación.
- Identificación del operador al que va dirigida.
- Instalación y punto/servicio a la que se aplica.
- Cantidad de gas programado, nominado o renominado con el detalle requerido.

Las programaciones se realizarán en unidades energéticas, utilizando el GWh en las programaciones anuales, y el kWh en las programaciones mensuales, semanales, nominaciones y renominaciones.

Además de la información sobre programaciones, nominaciones o renominaciones establecida en este protocolo, en caso necesario el GTS podrá solicitar la programación, nominación o renominación de cualquier otro servicio que se preste.

Se considerará como programación mensual, semanal, nominación o renominación, la última cantidad enviada y registrada en el Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR) independientemente del momento en que se envió, siempre que se haya registrado dentro del plazo establecido para su envío.

En el caso de las programaciones, cuando el usuario no haya remitido una programación, se tomará como tal la programación de horizonte temporal superior confirmada para el mismo periodo de programación. Así, en ausencia de programación semanal, se empleará la programación mensual confirmada, y si no la hubiera, la anual confirmada. Igualmente, en ausencia de programación mensual, se empleará la programación anual confirmada. En caso de ausencia de envío de alguna programación por parte del usuario que haya sido confirmada para el periodo de programación, se considerará una cantidad programada igual a cero para dicho usuario.

En el caso de las nominaciones y renominaciones, se considerará la última nominación o renominación confirmada. En ausencia de una nominación

confirmada enviada por el usuario, se tomará como nominación la última programación semanal. Si el usuario no hubiera remitido una programación semanal confirmada, se considerará una cantidad nominada igual a cero para dicho usuario. En el caso de las entradas o salidas por conexiones internacionales con Europa, el GTS aplicará la norma de nominación por defecto que se haya acordado con el operador de redes de transporte al otro lado de la frontera. El GTS hará pública esta regla en su página web.

4. Programaciones anuales

4.1 Programación anual a plantas de regasificación:

4.1.1 Contenido de las programaciones

Detalle mensual para los 12 meses del año natural siguiente, para los siguientes conceptos:

1. Descarga de buques

- Cantidad mensual (GWh/mes).
- Origen del gas. • Número y tamaño de buques a utilizar, de acuerdo con la clasificación del Protocolo de Detalle PD-13 «Asignación de fechas de descarga de buques en plantas de regasificación».
- Nombre del buque (si se conociese de antemano) o tipo de buque para cada cargamento, indicando si es descarga total, y en caso de ser incompleta, la cantidad a descargar.
- Fecha de descarga solicitada para cada uno de los buques, especificando los dedicados de forma continua al tráfico de larga distancia y con un mismo origen.
- Tramo de demanda a cuyo suministro se destina cada uno de los buques, de acuerdo con las definiciones de tramos contenidas en el Protocolo de Detalle PD-13 «Asignación de fechas de descarga de buques en plantas de regasificación». En el caso de un buque que suministre a los dos tramos de demanda, éste se considerará asignado al tramo mayoritario. Sólo se admitirá un buque destinado a los dos tramos de demanda al año por usuario.
- Buques compartidos y usuario con el que se comparte (en su defecto se indicará qué cantidad del buque compartido se destina para el propio usuario).

2. Regasificación

- Cantidad mensual a regasificar (GWh/mes).
- Usuario al que se destina la cantidad a regasificar. Se indicará si se regasifica para sí mismo o con destino a otro usuario (si no se indica usuario distinto, se considerará que la regasificación la realiza el propio usuario para sí mismo).

3. Carga de cisternas

- Cantidad de cisternas a cargar (GWh/mes y número de cisternas) para los 12 meses del año siguiente, de enero a diciembre, detallada por cada una de las plantas satélite a las que se suministra.

4. Consumo por líneas directas conectadas a la planta de regasificación, identificando la línea para la que se programa.

5. Intercambios de GNL en tanque, indicando cantidad y sujeto contraparte (opcional).

4.1.2 Calendarios (fechas límite):

1. Anticipo de programación año n+1.

- Envío: hasta el 31 de mayo del año n.

2. Programación definitiva año n+1.

- Envío de comercializadores y clientes directos en mercado (programaciones de usuarios): hasta el 15 de septiembre del año n.
- Envío de otros operadores (programación de cisternas de operadores de redes de distribución): hasta el 1 de octubre del año n.
- Casación de carga de cisternas con distribuidores: hasta el 15 de octubre del año n.
- Comunicación y respuesta de viabilidad del programa de cisternas y asignación de fechas de descarga de buques del operador de planta a usuarios: hasta el 8 de noviembre del año n.
- Comunicación del programa definitivo del GTS al operador de planta y usuarios: hasta el 15 de noviembre del año n.

3. Revisión segundo semestre del año n+1.

- Envío: hasta el 1 de mayo del año n+1.

- Viabilidad (operador planta): hasta el 31 de mayo del año n+1.
- Viabilidad del GTS: hasta el 20 de junio del año n+1.

4.2 Programación anual a almacenamientos subterráneos

4.2.1 Contenido de las programaciones: Detalle mensual para los 12 meses del año natural siguiente, para los siguientes conceptos:

- Detalle de inyección/extracción:
- Cantidad mensual a inyectar o extraer (GWh/mes).
- Destino de la cantidad a inyectar o extraer. Se indicará si la inyección o la extracción es para sí mismo o con destino a otro usuario.

4.2.2 Calendarios (fechas límite):

1. Programación provisional previa año n+1.

- Envío al SL-ATR de comercializadores y clientes directos en mercado: hasta el 15 de septiembre del año n.

2. Programación anual definitiva año n+1

El 15 de noviembre del año n se obtendrá la programación anual inicial, requerida para establecer un primer programa anual del sistema, pero no se podrá disponer de la programación definitiva para AASS hasta que se conozca las capacidades de AASS asignadas en firme a cada usuario. Las implicaciones que estos cambios puedan ocasionar en el sistema global deberán ser analizadas y comunicadas a los operadores y usuarios afectados.

3. Revisión segundo semestre año n+1.

- Envío: hasta el 1 de mayo del año n+1. Una vez analizada la programación anual de los AASS, el GTS comunicará a los operadores de los almacenamientos el programa físico de inyección/extracción por cada almacenamiento, con desglose mensual.

4.3 Programación anual a redes de transporte

4.3.1 Contenido de las programaciones para el año n+1:

1. A enviar directamente por los usuarios. Detalle mensual, en GWh/mes, para los 12 meses del año natural siguiente, para los siguientes conceptos:

- Demanda para generación eléctrica. Identificando el ciclo combinado o central térmica para la que se programa.
- Demanda convencional.
- Entradas/salidas programadas por conexiones internacionales (C.I.), plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y yacimientos, indicando los usuarios origen/destino.

4.3.2 Calendarios (fechas límite)

1. Anticipo de programación año n+1(provisional).

- Envío: hasta el 31 de mayo del año n.

2. Programación anual definitiva año n+1.

- Envío de usuarios: hasta el 15 de septiembre del año n.
- Comunicación del programa definitivo del GTS a transportistas: hasta el 15 de noviembre del año n.

3. Programación anual revisión segundo semestre año n+1.

- Envío de usuarios: hasta el 1 de mayo del año n+1.
- Comunicación del programa definitivo del GTS a transportistas: hasta el 20 de junio del año n+1.

5. Programaciones mensuales

5.1 Programación mensual a plantas de regasificación

5.1.1 Contenido de las programaciones: Detalle mensual para los tres meses siguientes. Para cada uno de los tres meses se identificarán los siguientes conceptos:

1. Buques: Para el primer mes y medio, con carácter vinculante y para el mes y medio restante con carácter informativo:

- Fecha solicitada para descarga o carga de cada buque, puestas en frío, trasvases de GNL y bunkering de cada buque. Los usuarios deberán respetar al máximo las fechas propuestas en su programa anual. Se informará del buque y fecha programada para la realización del servicio en cada uno de los meses a programar.

- Nombre del buque y cantidad a descargar (kWh y m³ GNL). cve: BOE-A-2016-8928 Verificable en <http://www.boe.es> BOLETÍN OFICIAL.

- Para los buques compartidos, se indicarán los usuarios con los que se comparten y la cantidad total del buque. Adicionalmente, se indicará la mejor estimación de calidad de gas de origen de cada una de las descargas programadas.

2. Regasificación:

- Cantidad diaria a regasificar (kWh/día).
- Usuario destino de la cantidad a regasificar. Se indicará si se regasifica para sí mismo o con destino a otro usuario.

3. Carga de cisternas

- Cantidad diaria de cisternas a cargar (kWh/día y número de cisternas).

4. Línea directa conectada a planta

- Detalle diario, en kWh/día identificando la línea directa para la que programa.

5. Intercambio de GNL en tanque, indicando fecha, cantidad diaria a intercambiar (kWh/día) y sujeto contraparte

5.1.2 Calendarios (fechas límite)

- Envío de usuarios y consolidación de la programación como programación mensual: hasta el 20 de cada mes.
- Comunicación y respuesta de viabilidad de cisternas y asignación de fechas de descarga o carga de buques del operador de la planta a usuarios: hasta el 25 de cada mes.
- Comunicación y confirmación del programa definitivo y respuesta de viabilidad de cisternas y descarga de buques del GTS a operadores de planta y usuarios: hasta el 28 de cada mes.

5.2 Programación mensual a almacenamientos subterráneos:

5.2.1 Contenido de las programaciones: Detalle mensual para los tres meses siguientes, y para los siguientes conceptos: Detalle de inyección/extracción:

- Cantidad diaria a inyectar o extraer (kWh/día).

- Destino de la cantidad a inyectar o extraer. Se indicará si la inyección o la extracción es para sí mismo o con destino a otro usuario.

5.2.2 Calendarios (fechas límite):

- Envío de usuarios y consolidación de la programación como programación mensual: hasta el 20 de cada mes.
- Comunicación y confirmación del programa definitivo del GTS a operadores de almacenamiento subterráneo y usuarios: hasta el 28 de cada mes.

5.3 Programación mensual a redes de transporte

5.3.1 Contenido de las programaciones: Detalle diario, en kWh/día, para cada uno de los tres meses siguientes, para los siguientes conceptos: A enviar directamente por los usuarios

- Consumo convencional. Podrá enviarse detallado por punto de conexión (PCTD, PCLD) o bien un agregado diario por usuario, es decir un único dato por día y usuario.
- Consumo para generación eléctrica. Identificando el ciclo combinado o central térmica a la que se programa.
- Entradas/salidas programadas por C.I., planta de regasificación, almacenamiento subterráneo y yacimiento, indicando los usuarios de origen y destino.

5.3.2 Calendarios (fechas límite)

- Envío de usuarios y consolidación de la programación como programación mensual: hasta el 20 de cada mes.
- Comunicación y confirmación del programa definitivo del GTS a operadores de transporte y usuarios: hasta el 28 de cada mes.

6. Programaciones semanales

6.1 Programación semanal a plantas de regasificación

6.1.1 Contenido de las programaciones: Se remitirá semanalmente un detalle diario, en kWh/día, para los 7 días siguientes de la semana de programación a la que se refiere el programa, contados de sábado a viernes, con los mismos conceptos y desgloses definidos en el programa mensual. En el caso de

programación de cisternas será de aplicación lo establecido en el PD-12 «Logística de cisternas de GNL».

6.1.2 Calendarios (horas límite):

- Envío de usuarios y consolidación de la programación como programación semanal: el jueves, antes de las 12:00 h.
- Comunicación y respuesta de viabilidad de los servicios de plantas de regasificación del operador de la planta a los usuarios: el viernes, antes de las 10:00 h.
- Comunicación y confirmación del programa definitivo y respuesta de viabilidad de cisternas y descarga de buques del GTS a operadores de planta y usuarios: el viernes, antes de las 12:00 h.

6.2 Programación semanal a almacenamientos subterráneos básicos:

6.2.1 Contenido de las programaciones: Se remitirá semanalmente un detalle diario, en kWh/día, para los 7 días siguientes de la semana de programación a la que se refiere el programa, contados de sábado a viernes, con los mismos conceptos y desgloses definidos en el programa mensual.

6.2.2 Calendarios (fechas límite):

- Envío de usuarios a puntos de conexión del almacenamiento subterráneo único con la red de transporte y consolidación de la programación como programación semanal: el jueves, antes de las 12:00 h.
- Comunicación y confirmación del programa definitivo del GTS: el viernes, antes de las 12:00 h.

6.3 Programación semanal a redes de transporte

6.3.1 Contenido de las programaciones: Se remitirá semanalmente un detalle diario, en kWh/día, para los 7 días siguientes de la semana de programación a la que se refiere el programa, contados de sábado a viernes, con los mismos conceptos y desgloses que los establecidos para la programación mensual. cve: BOE-A-2016-8928 Verificable en <http://www.boe.es> BOLETÍN OFICIAL

6.3.2 Calendarios (fechas límite):

- Envío de usuarios y consolidación de la programación como programación semanal: el jueves, antes de las 12:00 h.

- Comunicación y confirmación del programa definitivo del GTS a transportistas y usuarios: el viernes, antes de las 12:00 h.

7. Nominaciones y renominaciones

7.1 Contenido de las nominaciones y renominaciones:

Para todas las infraestructuras del sistema, el contenido y detalle requerido para las nominaciones/renominaciones es el mismo que el definido en las programaciones semanales, a excepción de la demanda para generación eléctrica, que se enviará desglosada por ciclo combinado o central térmica convencional. Las renominaciones para el día de gas que se realicen dentro del propio día de gas se expresarán en kWh e indicarán la cantidad de gas a vehicular para cada hora de lo que reste de dicho día de gas.

En ausencia de envío horario de información sobre demanda eléctrica se consolidará la nominación o renominación diaria enviada si la hubiese, dividiendo entre 24 la programación diaria para pasarlo a base horaria

Los usuarios enviarán al operador de la red de transporte la información que conozcan de paradas o variaciones relevantes de consumo en líneas directas.

Para la asignación de las cantidades nominadas o renominadas confirmadas para el día d por contrato se empleará el criterio de reparto siguiente:

1. Por defecto;
 - a. Cuando se indique una única cantidad para el conjunto de contratos del usuario en el punto/servicio, la cantidad confirmada se repartirá por contrato de forma proporcional a la capacidad contratada a cada uno de los contratos, completando primero los contratos de capacidad firme.
 - b. Cuando el usuario indique una nominación o renominación por contrato para el día d en el punto/servicio y la cantidad confirmada sea igual a la suma de las cantidades enviadas por el usuario, permanecerá el reparto indicado por el usuario en el envío. En caso de que la cantidad confirmada no sea igual a la suma de las enviadas, existiendo y estando vigentes todos los contratos indicados para ese día, infraestructura y punto/servicio, la cantidad confirmada se repartirá de forma proporcional a la cantidad indicada en el envío para cada contrato.
2. Posteriormente, el usuario podrá repartir por contrato en el SL-ATR, vía pantalla o vía fichero, las cantidades confirmadas, indicando, o bien un

porcentaje sobre los contratos, o bien la cantidad que desea destinar a cada uno de ellos. En caso de no coincidencia entre la cantidad confirmada y la suma de la asignación por contratos del usuario prevalecerá el reparto asignado por defecto. Esta asignación deberá realizarse antes de transcurridos 4 días de gas posteriores al último día del mes.

7.2 Calendarios (día y hora límite)

Los períodos de nominaciones y renominaciones para las infraestructuras de entrada a la red de transporte (plantas, almacenamientos subterráneos, yacimientos y conexiones internacionales), se definen a continuación:

7.2.1 Para todos los puntos de entrada o salida a la red de transporte (a excepción de los puntos PCTD y PCLD) y desde ambos lados del punto

1. Nominaciones para el día d:

- Período de recepción de nominaciones y consolidación de las mismas: hasta 16 horas antes del inicio del día de gas d.

Período de procesamiento: hasta 14 horas antes del inicio del día de gas d. • Hora límite de confirmación de nominaciones: 14 horas antes del inicio del día de gas d.

2. Renominaciones para el día d:

- Inicio del período de renominaciones: a partir de 14 horas antes del inicio del día de gas d.
- Periodicidad: ciclos de renominación al inicio de cada hora desde el inicio del periodo de renominaciones y hasta 5 horas antes de la finalización del día de gas d.
- Duración del ciclo: 2 horas con opción a renominar la primera hora y media de dicho ciclo. Se consolidará como renominación a la hora y media siguiente del inicio del ciclo.
- Procesamiento de las renominaciones: antes de transcurridas 2 horas desde el inicio del ciclo de renominación.
- Confirmación de las renominaciones: llevada a cabo por el GTS a las 2 horas después del inicio de dicho ciclo de renominación.
- Hora comienzo del cambio efectivo: 2 horas después del inicio del ciclo de renominación, salvo solicitud previa de cambio en momento posterior. El último ciclo de renominación finalizará 3 horas antes del fin del día de gas.

7.2.2 Para buques de GNL:

1. Nominaciones para el día d:

- Período de recepción de nominaciones: hasta 16 horas antes del inicio del día de gas d.
 - Período de respuesta de viabilidad del transportista y GTS (solo se aplica a buques): hasta 13 horas antes del inicio del día de gas d.
- Renominaciones para el día d:

a) En el día previo al día de gas:

- Período de recepción de renominaciones: hasta 11 horas y media antes del inicio del día de gas d.
- Período de respuesta de viabilidad del transportista y GTS (solo se aplica a descarga de buques): hasta 11 horas antes del inicio del día de gas d.

b) En el día de gas:

- Período de recepción de renominaciones: hasta 3 horas antes de la finalización del día de gas d.
- Período de respuesta de viabilidad del transportista y GTS: hasta 1 hora antes de finalizar el día de gas d.

7.2.3 Para Cisternas: Las nominaciones y renominaciones se realizarán conforme a los plazos establecidos en el PD-12 «Logística de Cisternas de GNL».

8. Criterios de confirmación de la programación/nominación/renominación de servicios en planta de regasificación

Como criterio general, una programación/nominación/renominación de una operación de buques o carga de cisternas enviada por los usuarios en plantas de regasificación se confirmará si:

- Se respeta la contratación establecida para cada usuario.
- Cumple en todo momento con las reglas operativas para períodos especiales de alta demanda y cobertura de existencias mínimas, vigentes en el momento de envío de la programación/nominación/renominación. cve: BOE-A-2016-8928 Verificable en <http://www.boe.es> BOLETÍN OFICIAL

- El balance individual del usuario en la planta está dentro de los parámetros contemplados en las normas de gestión técnica del Sistema.
- La regasificación propuesta ha sido confirmada por el GTS y tenida en cuenta por el operador para la viabilidad global de la infraestructura.
- Las descargas programadas para cada mes permiten ser procesadas sin superar en ningún momento la capacidad máxima de almacenamiento físico de la planta, de acuerdo con lo recogido en las normas de gestión técnica del Sistema.
- Las descargas programadas/nominadas/renombradas cumplen con los requisitos establecidos sobre asignación y reasignación de ventanas de descargas de buques.

Además de los criterios anteriores, cada planta, por sus características técnicas, podrá establecer criterios adicionales. Si este fuera el caso, el operador de dicha planta deberá disponer de procedimientos transparentes, objetivos y no discriminatorios que recojan los criterios específicos a aplicar en la planta para dar respuesta de viabilidad a las programaciones. Dichos procedimientos se publicarán en la página web del operador de la planta y en la del GTS.

En caso de que se incumpla con alguna de las condiciones anteriores, se declarará la programación/nominación/renombración como «no confirmada», indicando el motivo, para que el usuario proceda a su modificación.

Para solucionar los casos de programaciones de operaciones de buques no confirmadas debidas a la imposibilidad de aceptar las fechas solicitadas por el usuario, el operador de la planta de regasificación podrá proponer fechas alternativas.

De no llegar a acuerdos, los operadores de la planta y los usuarios afectados transmitirán sus comentarios y programas al GTS, quien propondrá la programación definitiva, ateniéndose a criterios de máxima eficacia y seguridad del suministro.

El GTS podrá solucionar los posibles casos de programaciones no viables de un usuario, eliminando operaciones del programa o derivando las operaciones programadas en una planta hacia otra en la que el usuario tenga capacidad contratada.

La regasificación asociada a la operación desviada podrá ser asumida por la planta receptora de la misma, si ello fuese necesario para no afectar al programa viable previo de dicha planta.

Para resolver las programaciones no confirmadas que surjan en la programación anual, se actuará como se especifica a continuación:

- Entre el 1 y el 8 de noviembre, los operadores de planta mantendrán reuniones con los usuarios para resolver los casos de la programación anual no confirmados, relativos a sus operaciones de buques y remitidos para la programación anual definitiva.
- Entre el 1 y el 15 de noviembre, el GTS convocará a reunión a los usuarios y operadores de plantas que considere oportuno para poder definir el programa anual viable del Sistema.

Para analizar las programaciones no confirmadas que surjan en la programación mensual, se deberá tener en cuenta como punto de partida, la programación anual viable del usuario y las variaciones recibidas en la programación mensual.

Las ventanas de descargas previamente asignadas en las programaciones anuales confirmadas, especialmente en lo que se refiere a buques dedicados, tendrán prioridad frente a nuevas fechas de descargas solicitadas.

Las programaciones no confirmadas debidas a desviaciones en las fechas de operaciones de buques, podrán ser resueltas por el operador de la planta, mediante la proposición al usuario de fechas alternativas. De no llegarse a un acuerdo, el operador de la planta solicitará ayuda al GTS, quien propondrá la programación definitiva, antes del 28 de cada mes, ateniéndose a criterios de máxima eficacia y seguridad de suministro y teniendo en cuenta la situación de balance de cada usuario en el conjunto del Sistema.

El GTS deberá justificar su decisión basándose en criterios conocidos, objetivos, transparentes y no discriminatorios, que constarán en su respuesta de confirmadas, la cual estará a disposición de los agentes implicados y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a través del SL-ATR.

Una vez declarado confirmado el programa mensual, el GTS deberá publicar en el SL-ATR la siguiente información:

- a) Número de buques previstos (indicando tamaño), en cada planta de regasificación.
- b) Cantidad de descarga prevista, por buque y planta (GWh/mes)

c) Ventanas de descarga disponibles por planta, indicando días concretos y tamaños máximos admisibles. Esta información también se publicará en la página web del GTS.

Las programaciones no confirmadas que puedan surgir en programaciones semanales, nominaciones o renominaciones deberán ser resueltas antes de la fecha y hora límite establecidos en el calendario.

Los usuarios y operadores de las plantas deberán realizar sus mayores esfuerzos para solucionar las posibles disconformidades que puedan surgir en cada momento, tanto en lo que se refiere a los balances individuales de cada usuario, como a otras situaciones, tales como restricciones puntuales, casos de fuerza mayor, etc., que puedan surgir en la planta.

Los usuarios y operadores de las plantas informarán, en cuanto se conozca, al GTS sobre cualquier incidencia que pueda provocar distorsiones en el programa mensual vinculante, para que éste pueda analizar el efecto en el Sistema y proponer alternativas.

La conformidad de los párrafos anteriores no es aplicable a la regasificación, si bien se tiene en cuenta para dar la conformidad de la planta en su conjunto y puede condicionar la conformidad de las operaciones de buques.

9. Procesamiento de programaciones, nominaciones y renominaciones en la red de transporte:

El procesamiento de las programaciones, nominaciones y renominaciones de puntos de entrada o salida de la red de transporte, (excepto PCTD y PCLD) y desde ambos lados del punto tendrá en cuenta las siguientes variables:

- La capacidad contratada del usuario y tipo del contrato.
- El número de horas del día de gas transcurridas hasta la finalización del ciclo de renominación.
- La capacidad nominal de la instalación/punto en el momento del procesamiento (en adelante, capacidad nominal disponible), y para las horas restantes del día de gas.
- Si entre la hora h y $h+1$ del día d , se han suspendido los derechos de nominación o renominación en un punto por la aplicación de la normativa vigente. En ese caso se procesarán conjuntamente las cantidades a ambos lados del punto, excepto en conexiones

internacionales, donde se hará conforme a los acuerdos internacionales en vigor entre los operadores.

Además, se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

1. El valor neto de las programaciones, nominaciones o renominaciones confirmadas del conjunto de usuarios en esa instalación/punto no puede superar la capacidad nominal disponible de la instalación/punto.

2. El gas vehiculado provisionalmente por un usuario será la suma de las cantidades confirmadas, prorrateadas por el número de horas que han estado vigentes cuando afecten a la totalidad del día de gas.

3. En caso de que la suma de programaciones, nominaciones y renominaciones de los usuarios supere la capacidad nominal disponible de la instalación/punto se tendrá en cuenta lo siguiente:

- En ningún caso se podrán reducir por este proceso las renominaciones del usuario por debajo del gas ya vehiculado.
- Cuando se haya ofertado capacidad de acceso por encima de la capacidad nominal disponible del punto en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, conforme a lo dispuesto en la Circular 1/2013, de 18 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de gestión de congestiones a aplicar, se aplicarán los mecanismos de recompra de capacidad establecidos en dicha Circular, desarrollados por el GTS en colaboración con los operadores de la red de transporte interconectados y aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. En el resto de puntos se aplicará la normativa vigente.
- Siempre que haya disponibilidad, no podrán reducirse las renominaciones del usuario por debajo de la suma del gas vehiculado y la capacidad que le correspondería para el resto del día (proporción de la capacidad contratada firme sobre las horas que restan del día).

Atendiendo a las consideraciones anteriores, se reducirán las programaciones, nominaciones, o renominaciones de acuerdo al siguiente criterio:

1. Se reducirán aquellas que estén por encima de la capacidad contratada. Se reducirán proporcionalmente a la cantidad en exceso. Cuando se trate de una renominación, se reducirá la cantidad renominada en exceso sobre la

capacidad contratada que correspondería al usuario para las horas que resten del día de gas, considerando asimismo el gas que el usuario ha vehiculado hasta ese momento.

2. Si el punto anterior no es suficiente, se procederá a reducir aquellas con cantidades asociadas a contratación interrumpible que contribuye a resolver el exceso de programación/ nominación/renominación. En el caso de conexiones europeas, se irán reduciendo aquellas cantidades de contratos más recientes a más antiguos. En el resto de casos se reducirán de manera proporcional a la capacidad contratada.

3. Si los puntos anteriores no son suficientes, se realizará el siguiente proceso:

a. Se prorrateará la capacidad nominal disponible entre todos los usuarios con capacidad contratada firme de forma proporcional a la misma. En el caso de renominaciones dentro del día de gas, se prorrateará la capacidad nominal disponible para el resto del día con respecto a la capacidad contratada para el resto del día, según la expresión:

$$Cau = \text{Capacidad nominal disponible} \times \frac{\text{Capacidad contratada por usuario teniendo en cuenta lo vehiculado hasta el momento}}{\text{Capacidad total contratada}}$$

b. Para cada usuario «u» con cantidad programada, nominada o renominada mayor que 0 se define

Cpu = Cantidad programada, nominada o renominada.

c. Si $Cpu \leq Cau$, se aceptarán las programaciones, nominaciones o renominaciones.

d. Si $Cpu > Cau$, se considerará como programación, nominación o renominación, el valor máximo entre:

- Gas vehiculado.
- Cau .
- Cuota proporcional del margen de capacidad por infrautilización de otros usuarios (son los que cumplen c). Esta cuota se calculará proporcionalmente al parámetro Cau de aquellos usuarios que no cumplan el apartado c.

En el caso del punto de conexión con los almacenamientos subterráneos (PCAS), las validaciones sobre la capacidad contratada por un usuario, establecidas en este apartado, se realizarán sobre los derechos de inyección o extracción del usuario.

En el caso de que se comunique indisponibilidad, las validaciones contra la capacidad nominal diaria e intradiaria establecidas en este apartado se realizarán sobre la capacidad de la instalación en ese punto teniendo en cuenta la indisponibilidad y los acuerdos que permita realizar la normativa vigente. En el caso de que se haya vendido capacidad adicional en el punto por el mecanismo de sobreventa de capacidad establecido en la reglamentación vigente, y siempre que no se comunique indisponibilidad, las validaciones respecto a la capacidad nominal diaria e intradiaria establecidas en este apartado se realizarán sobre la capacidad nominal incrementada en la misma cantidad que la capacidad adicional vendida.

10. Procedimiento de casación en puntos de conexión entre dos infraestructuras diferentes

Con objeto de que no se produzcan discrepancias en las programaciones, nominaciones o renominaciones relativas a puntos de conexión que conectan dos infraestructuras distintas, es necesario determinar el procedimiento a seguir para resolver los probables desajustes entre las programaciones, nominaciones y renominaciones enviadas y procesadas por los usuarios a ambos lados del punto. Estos procedimientos serán los establecidos en los acuerdos de interconexión vigentes.

El proceso de casación se realiza una vez procesadas las programaciones, nominaciones y renominaciones y antes de su confirmación. Como criterio general para realizar la casación de las programaciones procesadas de los usuarios se establece el siguiente:

- Se casarán las parejas de operaciones programadas, nominadas o renominadas y que han sido procesadas que coincidan en los siguientes conceptos: día de gas, punto de conexión/instalación/servicio, sentido del flujo donde sea aplicable, usuario a un lado del punto y usuario al otro lado del punto, de forma que, si la cantidad informada por ambos no es la misma, se asignará la cantidad menor de las dos.

PD- 09

«Cálculo de rangos admisibles para los valores de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de operación del sistema »

Aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 20 de abril de 2007

1. Clasificación de la demanda de gas

1.1 Clasificación de la demanda en función del tipo de consumidores

La demanda del sistema gasista, desde el punto de vista de tipo de consumidores, se puede clasificar en:

- Demanda convencional Incluye la demanda industrial y doméstico-comercial suministrada a través de gasoducto y camiones cisternas. También está incluida la demanda de gas natural para la cogeneración.
- Demanda del sector eléctrico Incluye la demanda para suministro a Centrales Térmicas convencionales (normalmente fuel-gas) y Centrales Térmicas de Ciclo Combinado (CTCC)
- Demanda Total del Sistema Nacional Incluye la demanda convencional y la demanda del sector eléctrico, pero no incluye el transporte de gas natural de tránsito hacia Portugal y Francia.
- Demanda de tránsito internacional Incluye el transporte desde conexiones internacionales y plantas de GNL hasta conexiones internacionales.
- Demanda total del sistema Incluye la demanda total del Sistema Nacional y la demanda del tránsito internacional.
- Demanda de ramal de transporte Incluye la demanda total de las salidas de la red de transporte de un ramal no mallado
- Demanda de red de transporte secundario Está incluida la demanda total de las salidas de una red de transporte secundario que está alimentada desde los puntos de entrega de la red básica de gasoductos.

- Demanda de red de distribución Incluye la demanda total del sistema en las salidas de una red de distribución que está alimentado desde los puntos de entrega de transporte.
- Demanda de cisternas de GNL Incluye la demanda suministrada desde camiones cisternas de GNL que cargan en las plantas de GNL.

Además, existen otras salidas del sistema, como las conexiones con almacenamientos subterráneos y yacimientos.

1.2 Clasificación de la demanda por tipos de mercado

La demanda del sistema gasista, desde el punto de vista de tipo de mercado, se puede clasificar en:

- Mercado a tarifa
- Mercado liberalizado (ATR)

El mercado a tarifa es la suma de la demanda de los consumidores que se suministran en régimen de tarifa regulada.

El mercado ATR es la suma de la demanda de los consumidores que se suministran en el mercado liberalizado.

El mercado interrumpible es la suma de la demanda de los consumidores que puede ser interrumpida de acuerdo con unas condiciones estipuladas.

El mercado interrumpible del sistema se puede segmentar, de acuerdo con la legislación, de la forma siguiente:

- Mercado ATR con peaje de transporte interrumpible A y B
- Mercado ATR con cláusulas de interrumpibilidad de acuerdo con el RD-1716/2004
- Mercado ATR con cláusulas de interrumpibilidad de acuerdo con condiciones contractuales entre usuarios y transportistas.

1.3 Comportamiento de la demanda

La predicción de la demanda se realiza de acuerdo con el protocolo de detalle de predicción de la demanda (PD-03).

1.4 Clasificación de la demanda en período invernal

En el período invernal, se utilizará la clasificación de la demanda aplicable a días laborables que permita identificar el nivel de demanda diaria total media

del sistema (convencional + sector eléctrico) en los diferentes períodos del invierno.

En la predicción de la demanda invernal deberán especificarse los diferentes niveles de demanda diaria del invierno para los días laborables, así como el criterio de factor de utilización para las centrales térmicas de ciclo combinado (CTCC) y el nivel máximo de para la demanda diaria total del mercado convencional prevista, ante una ola de frío extremo que permita definir la demanda punta invernal añadiendo el consumo del sector eléctrico.

2. Identificación de variables de control relacionados con la capacidad disponible en las entradas de gas natural al sistema, tanto gas natural como gas natural licuado

La capacidad disponible en las entradas de gas natural procedentes de plantas de GNL se puede resumir en los puntos siguientes:

- Las unidades a utilizar para los procesos de las plantas de GNL son las siguientes:
 - Capacidad de descarga de GNL m^3 GNL/ hora
 - Capacidad de bombas primarias y secundarias m^3 GNL/hora
 - Capacidad de producción a red de transporte GWh/día
 - Capacidad de carga de cisternas Número de cisternas y GWh/día
- La unidad a utilizar en los procesos de transporte desde plantas de regasificación, conexiones internacionales, conexiones nacionales y yacimientos será el kWh/día y sus múltiplos MWh/día y GWh/día
- Las capacidades de producción de las plantas de GNL se corresponden con el Protocolo de detalle citado en las Normas de Gestión Técnica del Sistema de capacidades del sistema y con los Procedimientos detallados de cada planta de regasificación.
- Las capacidades de entrada a la red de transporte se corresponden con el Protocolo de detalle citado en las Normas de Gestión Técnica del Sistema de capacidades del sistema y con los Procedimientos detallados de cada transportista y la integración de capacidades del Gestor Técnico del Sistema
- En cada entrada al sistema existen las variables básicas de control siguientes:

- Entradas a las plantas de GNL consecuencia de las descargas de GNL y su velocidad de descarga mínimas para su operación normal
- Entrada mínima al sistema de transporte desde el punto de vista de la instalación de aguas arriba para su operación normal.
- Entrada mínima al sistema de transporte desde el punto de vista de las instalaciones de transporte incluyendo gasoductos, estaciones de compresión y conexiones.
- Entradas al sistema con puntos de funcionamiento recomendables teniendo en cuenta:
 - ✓ Puntos de funcionamiento de plantas de GNL
 - ✓ Puntos de funcionamientos de estaciones de compresión
 - ✓ Presiones de entrega en la red de transporte en sus salidas
- Entradas máximas para no generar sobrepresiones en la red de transporte y para no generar problemas en el GNL en las plantas.

3. Identificación de variables de control relacionados con la operatividad de las plantas de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL del sistema gasista, de las estaciones de compresión y el flujo en los nudos del sistema gasista

La operatividad de las plantas de regasificación se puede segmentar en las áreas siguientes:

- Recepción de GNL: Descarga de buques metaneros
- Almacenamiento de GNL
- Regasificación de GNL
- Carga de camiones cisternas de GNL
- Carga de buques metaneros

3.1 Recepción de GNL. Descarga de buques metaneros

Para la descarga de buques metaneros se utilizan las variables siguientes:

- Ventana de descarga: período disponible para la entrada del metanero en la planta para iniciar la descarga

- Plancha de descarga: período disponible para efectuar la descarga de GNL, después de la entrada en la ventana de descarga. Depende del tamaño del metanero y de las instalaciones de la planta
- Velocidad de descarga: determina el volumen de GNL descargado (m^3 GNL) por unidad de tiempo (hora)
- Calidad de GNL: Composición y PCS del gas descargado
- Cantidad de GNL: Volumen descargado en m^3 GNL y energía en GWh

Además hay que tener en cuenta las desviaciones de la fecha de descarga en relación con la fecha de programación del programa mensual de acuerdo con el apartado 3.6.2.2 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (Programación mensual)

3.2 Almacenamiento de GNL

Para el almacenamiento de GNL se consideran las variables siguientes:

- Volumen mínimo almacenable: Talón de cada tanque de GNL inmovilizado. Unidad: m^3 GNL y GWh para un PCS determinado
- Volumen comercial incluido en peaje de regasificación: Cada usuario dispone de un volumen para utilizar como almacenamiento de GNL consecuencia de la capacidad de regasificación contratada cumpliendo en todo momento el apartado 3.6.3 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema
- Volumen contratado de GNL: capacidad de almacenamiento contratada en tanques de plantas de regasificación de GNL por encima del almacenamiento incluido en el peaje de regasificación, cumpliendo en todo momento lo indicado en el apartado 2.6.3 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema

3.3 Regasificación de GNL

Para la regasificación de GNL se consideran las variables siguientes:

- Regasificación a gasoducto: volumen de gn ($m^3(n)/h$).
- Se puede segmentar además por equipos de vaporización de agua de mar y de vaporización de combustión sumergida, teniendo en cuenta la capacidad de medición y odorización a la red de transporte.
- Factor de conversión de gn/GNL: indica la relación existente entre 1 m^3 GNL y la cantidad de m^3 (n) de gas natural equivalente.

3.4 Carga de cisternas de GNL

Las variables consideradas son las siguientes:

- Capacidad de carga de cisternas: indica el número de cisternas que puede cargar un cargadero de cisternas en 1 día
 - capacidad nominal
 - capacidad demostrada
- Permanencia en planta: Tiempo necesario de un camión cisterna desde que entra en planta hasta que sale con la carga de GNL.
- Volumen de cisterna de GNL: Depende del depósito del camión.

3.5 Carga de buques de GNL

Además de las variables de ventana de descarga, plancha de descarga, calidad y cantidad de GNL mencionadas en el apartado a) de recepción de GNL, consideramos las variables siguientes:

- Velocidad de carga de GNL: Depende de las bombas primarias disponible para la operación de carga.
- Puesta en frío: Utilización de GNL de la planta para la puesta en frío del buque metanero que pueda permitir la carga de GNL a continuación

3.6 En la operatividad de las Estaciones de Compresión se consideran las variables siguientes:

- Presión del gas en la aspiración
- Presión del gas en la impulsión
- Temperatura de la cámara de combustión
- Temperatura del gas en la impulsión
- Caudal del gas comprimido
- Velocidad de compresor
- Velocidad de turbina

Dichas variables puedan dar lugar a limitaciones en la compresión del gas.

3.7 En la operatividad de los flujos en los nudos del sistema las variables a considerar son las siguientes:

- Presión
- Caudal

Con la finalidad de entrega del gas en los puntos de salida en cantidad y calidad de acuerdo con las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

4. Identificación de variables de control de las sobrepresiones o pérdidas de presión en los gasoductos

Se entiende que las sobrepresiones no se refieren en ningún caso a la operación de los gasoductos con presiones superiores a las presiones máximas admisibles y que las pérdidas de carga no se refieren en ningún caso a presiones inferiores a las presiones mínimas admisibles.

El balance oferta-demanda en los gasoductos puede dar lugar a 2 tipos de situaciones:

a) Exceso de oferta sobre la demanda:

Para los casos en los que la oferta de entrada de gas en un gasoducto, consecuencia de la programación y nominación, es compatible con la demanda dentro de los márgenes de gestión de existencias, y, posteriormente en el día gas, hay una desviación de la demanda a la baja que genera una sobrepresión en el gasoducto.

El incremento de presión se puede resolver por parte de los usuarios reduciendo las entradas en el gasoducto: o bien reduciendo otras entradas del sistema, o bien incrementando las salidas con otras demandas, o bien aumentando la inyección en almacenamientos subterráneos, con la finalidad de mantener los valores de presión en los rangos de operación normal.

Cuando las entradas son superiores a las salidas en un gasoducto se produce una congestión del gasoducto. La congestión se puede resolver por diferentes caminos que dan lugar a los procedimientos de soluciones de las congestiones. En diferentes sistemas gasistas han utilizado criterios tales como "First come first served", "pro-rata", "subasta", "open season" entre otros

b) Exceso de demanda sobre la oferta

Para los casos en los que la oferta de entradas de gas en un gasoducto, consecuencia de la programación y nominación, es compatible con la

demanda dentro de los márgenes de gestión de existencias y, posteriormente en el día gas, hay una desviación de la demanda al alza o una reducción de la oferta que genera una pérdida de presión en el gasoducto.

La pérdida de presión se puede resolver por parte de los usuarios o bien aumentando las entradas en el gasoducto o bien reduciendo las salidas en el gasoducto. También se pueden incrementar las entradas en otra entrada del sistema, o bien regulando con un aumento de la extracción o una reducción de la inyección en el almacenamiento subterráneo.

Las variables a utilizar por los usuarios en los dos casos son:

- La capacidad de entrada al gasoducto
- La utilización de la capacidad de entrada
- La Capacidad de salida del gasoducto
- La utilización de la capacidad de salida del gasoducto
- Gestión de existencias en el gasoducto
- Gestión de extracción/inyección de AASS
- Gestión del gasoducto con el sistema gasista
- Regulación de mercado interrumpible

5. Análisis global de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de operación del sistema

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

Se considera que el sistema está en operación normal cuando dispone de las existencias operativas adecuadas, así como de los medios de producción, transporte y de distribución para atender los servicios de transporte y necesidades de suministro del sistema.

Con la finalidad del desarrollo de los rangos normales de las variables básicas del sistema gasista tomamos como referencia las existencias de gas en los puntos siguientes:

- Existencias en tanques de GNL en plantas de regasificación
- Existencias en gasoducto
- Existencias en almacenamientos subterráneos

- Existencias en redes de distribución

Para asegurar las existencias en tanques de plantas de GNL, es necesario programar las descargas de buques metaneros cumpliendo lo detallado en las Normas de Gestión Técnica del Sistema respecto a programaciones anuales y mensuales, alcanzando la viabilidad de las programaciones de descarga de buques que permitan la ejecución de los programas.

Los buques metaneros y las plantas de GNL deben cumplir con la información requerida para la contratación de aprovisionamiento mediante buques y los requisitos de descarga/carga de buques metaneros.

Para el cumplimiento de las descargas programadas cada buque metanero debe iniciar la descarga en la ventana, y realizar la descarga en la plancha de acuerdo con la velocidad de descarga.

Cada usuario podrá descargar un buque metanero siempre que, en el momento de inicio de la descarga, las existencias almacenadas sean iguales o inferiores a las existencias definidas en el apartado correspondiente de la norma de gestión técnica NGTS-03.

Las existencias de GNL descargadas tienen un rango de existencias admisibles entre el volumen mínimo (talones) y el volumen máximo de cada tanque. Adicionalmente cada usuario debe cumplir las obligaciones de existencias mínimas del plan de actuación invernal en vigor.

Las mermas en los procesos de descarga/carga de buques, almacenamiento y regasificación dan lugar a la reducción de existencias de GNL.

Las salidas desde las plantas de regasificación pueden clasificarse en los modos siguientes:

- Regasificación a la red de transporte
- Carga de cisternas
- Carga de buques metaneros.

Se debe tener en cuenta la regasificación mínima necesaria para entradas en la red de transporte que permita mantener en frío la planta de regasificación.

Por tanto, en relación con las existencias en tanques de GNL, se entiende que el sistema se encuentra en valores de operación normal cuando las existencias en cada tanque de GNL se encuentra en valores que permitan las descargas de buques de acuerdo con la programación mensual cumpliendo en todo momento el apartado 3.6.2.2 de las Normas de Gestión Técnica del

Sistema (Programación mensual) y siempre que esté previsto estar con unas existencias en tanques por encima del talón mínimo.

Para asegurar las existencias en la red de transporte, es necesario asegurar las entradas procedentes de la producción de las plantas de GNL, las entradas procedentes de conexiones internacionales, las entradas procedentes de conexiones con Yacimientos y las entradas procedentes de la extracción de almacenamientos subterráneos para suministrar a las salidas de la red de transporte para demanda, las salidas para inyección en almacenamientos subterráneos, las salidas en conexiones internacionales, y las mermas y autoconsumos correspondientes.

Las entradas desde las plantas de GNL incrementan las existencias de la red de transporte y reducen las existencias de las plantas de GNL.

Las conexiones internacionales pueden contribuir a incrementar o reducir las existencias dependiendo del modo en que funcionen: de entrada o de salida.

Las conexiones con almacenamientos subterráneos pueden contribuir a incrementar o reducir las existencias dependiendo del modo de extracción o inyección en los mismos.

Las mermas en los procesos de transporte dan lugar a reducción de existencias en la red de transporte.

Las salidas de la red de transporte destinadas a la demanda se mueven dentro de límites a determinar cada año en función del mercado doméstico-comercial, industrial, generación eléctrica y plantas satélites alimentadas por cisternas.

Para el transporte de gas desde las entradas hacia los puntos de salida es necesario tener en cuenta las capacidades de transporte y las restricciones del sistema.

Por tanto, en relación con las existencias en la red de transporte, se entiende que el sistema se encuentra en valores de operación normal cuando las existencias en los gasoductos se encuentra entre el valor de volumen mínimo y el de volumen máximo (que vienen determinados por las presiones mínimas y máximas en los gasoductos teniendo en cuenta la pérdida de carga en los mismos) de acuerdo con lo establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema y los acuerdos entre transportistas y usuarios.

Para asegurar las existencias en almacenamientos subterráneos, además del cumplimiento de los requerimientos técnicos de los operadores de la

instalación en los ciclos de inyección y extracción, los usuarios pueden gestionar su volumen contratado teniendo en cuenta sus necesidades de existencias de seguridad y modulación para atender su demanda, pudiendo adecuar su oferta en lo posible.

Las mermas en los procesos de inyección en almacenamientos subterráneos dan lugar a la reducción de existencias en la red de transporte.

Para asegurar las existencias en redes de distribución, las distribuidoras en coordinación con las transportistas suministradoras deben analizar los puntos de entrega (ERM y EM) necesarios para cada red de distribución teniendo en cuenta la demanda actual y la demanda prevista.

6. Detalle del análisis de las variables de control

Los titulares de las instalaciones deberán enviar al Gestor Técnico del Sistema la información a publicar para que, en la página web del Gestor Técnico del Sistema, se integren todas las informaciones de todos los titulares de las instalaciones.

La publicación de los valores de las variables de control deberá actualizarse manteniendo vigente la información, al menos, con periodicidad mensual.

La actualización de las variables de control y el análisis del sistema debe realizarse teniendo en cuenta las periodicidades y alcances de los documentos operativos que elabora el Gestor Técnico del Sistema, de acuerdo con la Norma de Gestión Técnica del Sistema "9.1".

En todo momento, los rangos admisibles deben cumplir lo dispuesto en el protocolo de cálculo de capacidades.

Las variables básicas del sistema, en sus rangos normales de operación, se detallan de acuerdo con los puntos siguientes:

- Ventanas de descarga. Para cada planta, serán las especificadas en el protocolo de detalle PD-06 (Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros)
- Plancha de descarga. Para cada planta, serán las especificadas en el protocolo de detalle PD-06 (Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros)
- Velocidad de descarga. Se debe especificar para cada planta de regasificación y, dentro de cada planta, por tanques de GNL en caso de ser necesario

- Existencias en plantas de regasificación. Para cada planta, se debe especificar el volumen mínimo y el volumen máximo de cada tanque de GNL. Para el total de plantas, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información especificando el volumen mínimo y el volumen máximo.
- Producción de plantas de regasificación. Para cada planta, se debe especificar la información siguiente:
 - Producción mínima a red de transporte
 - Producción máxima a red de transporte
 - Carga de cisternas máxima
 - Carga de metaneros

Para el total de plantas, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Almacenamientos subterráneos. Para cada almacenamiento subterráneo, se debe especificar la información siguiente:
 - Inyección mínima en el almacenamiento subterráneo
 - Inyección máxima en el almacenamiento subterráneo
 - Extracción mínima en el almacenamiento subterráneo
 - Extracción máxima en el almacenamiento subterráneo
 - Volumen mínimo y volumen máximo almacenable

Para el total de almacenamientos subterráneos, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Yacimientos. Para cada yacimiento, se debe especificar la información siguiente:
 - Entradas mínimas en la red de transporte
 - Entradas máximas en la red de transporte
 - Salidas mínimas de la red de transporte hacia el yacimiento
 - Salidas máximas de la red de transporte hacia el yacimiento.

Para el total de yacimientos, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Conexiones Internacionales. Para cada conexión internacional, se debe especificar la información siguiente:

- Entradas mínimas de la conexión.
- Entradas máximas de la conexión de tránsito.
- Salidas mínimas de la conexión.
- Salidas máximas de la conexión de tránsito.

Para el total de conexiones, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

- Existencias en Red de Transporte. Cada transportista debe publicar para sus gasoductos las existencias mínimas y máximas. Para el total de gasoductos, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.
- Presiones. Cada transportista debe publicar las presiones mínimas y máximas de los siguientes puntos de conexión:
 - Planta de regasificación y transporte.
 - Yacimiento y Transporte
 - Almacenamiento Subterráneo y Transporte
 - Conexión internacional y Transporte
 - Lado de aspiración de estaciones de compresión
 - Lado de impulsión de estaciones de compresión
 - Transporte y Transporte
 - Transporte y Distribución.

Para las presiones mínimas en las conexiones transporte-transporte y transporte-distribución, se deben detallar los acuerdos firmados entre operadores que modifiquen las presiones de entrega especificadas en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Para el total de puntos de conexión, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

6.1 Restricciones del Sistema

Cada transportista debe publicar las restricciones que existan en su red, así como el listado de ramales saturados.

Para el total de instalaciones, el Gestor Técnico del Sistema debe integrar la información.

Toda la información sobre las restricciones del sistema debe tener en cuenta el plan de mantenimiento (Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-8).

PD-10

«Cálculo de la capacidad de las instalaciones »

Aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 20 de abril de 2007

Modificado por la Resolución de 30 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el protocolo de detalle PD-14 «Criterios de definición del grado de saturación de las Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida y Procedimiento de realización de propuestas de actuación» y se modifica el protocolo de detalle PD-10 «Cálculo de la capacidad de las instalaciones» (modificación del apartado 6.3.4). Publicada en B.O.E el 28 de mayo de 2012

1. Objeto

La Orden ITC/3126/2005 de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema, en su capítulo NGTS-02 apartado 2.8, sobre los principios para el cálculo de la capacidad de las instalaciones, indica que se desarrollará un protocolo de detalle para determinar la capacidad de las instalaciones que constituyen el sistema gasista.

Para ello, establece que hay que considerar no sólo las capacidades calculadas a partir de los parámetros de diseño de las instalaciones, sino también aquellas que deberán ser calculadas a partir de ciertos parámetros operativos y de seguridad que disminuyan o limiten la capacidad de diseño.

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

Este protocolo aplicará a los operadores para determinar la capacidad de cualquier instalación y la publicación de la misma para el conocimiento de los usuarios del sistema.

2. Publicación y actualización de las capacidades de transporte

La publicación de las capacidades de las instalaciones es fundamental para garantizar que todos los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones gasistas disponen de la misma información, uniforme y suficiente, con el objetivo de posibilitar una eficaz toma de decisiones en el ejercicio del derecho acceso de terceros.

Los titulares de instalaciones publicarán para cada una de sus instalaciones la capacidad o capacidades máxima, nominal y útil de la instalación, y el detalle de su contratación: capacidad contratada para el mercado liberalizado, capacidad reservada para el mercado regulado de existir, la capacidad contratada para tránsito internacional y la capacidad disponible para contratar.

En el caso que la capacidad útil se vea reducida por las limitaciones que supone su integración con el conjunto del sistema, el titular de la instalación debe indicar la cuantía de esta afección y las causas que la provocan.

Al objeto de facilitar el acceso general a esta información, se deberá, cuanto menos, proporcionarla gratuitamente vía Internet.

Las capacidades de las instalaciones se actualizarán mensualmente. La publicación de cada actualización se llevará a cabo antes del quinto día laborable del mes siguiente.

Se publicarán estas capacidades, con el alcance temporal que establezca la normativa vigente.

En relación con la capacidad de las nuevas instalaciones o de las ampliaciones de las existentes pendientes de autorización o puesta en marcha, se incluirán, de forma diferenciada en el caso de las ampliaciones, las capacidades nominales previstas con categorías A y B en la Planificación elaborada por el Gobierno o en sus actualizaciones y, de existir, el detalle de su contratación, a partir de la fecha estimada de puesta en marcha de las instalaciones.

3. Consideraciones para el cálculo de la capacidad de las instalaciones

No solamente el conocimiento de la capacidad de las instalaciones de un sistema de transporte de gas es un aspecto básico para el correcto funcionamiento del sistema, sino también el conocimiento de cómo esta capacidad se calcula para cada instalación del sistema considerando sus parámetros básicos de diseño.

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

Por tanto, para calcular la capacidad de una instalación se deberán tener en cuenta no solamente los parámetros de diseño de la misma sino también aquellos operativos que disminuyen o la limitan y que, entre otros, son: los factores de servicio, la simultaneidad, el período del año al que aplica la capacidad, la presión de garantía y los márgenes operacionales.

Los márgenes operacionales son los límites de operación necesarios para garantizar la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación. En particular se pueden enumerar los siguientes: las tolerancias en los modelos de cálculo, los márgenes de almacenamiento, los límites de presiones mínimas operativas en las infraestructuras, los equipos de reserva, las condiciones no estacionarias (fluctuaciones en las condiciones de flujo, presión, etc. a lo largo del tiempo), y los condicionantes medioambientales.

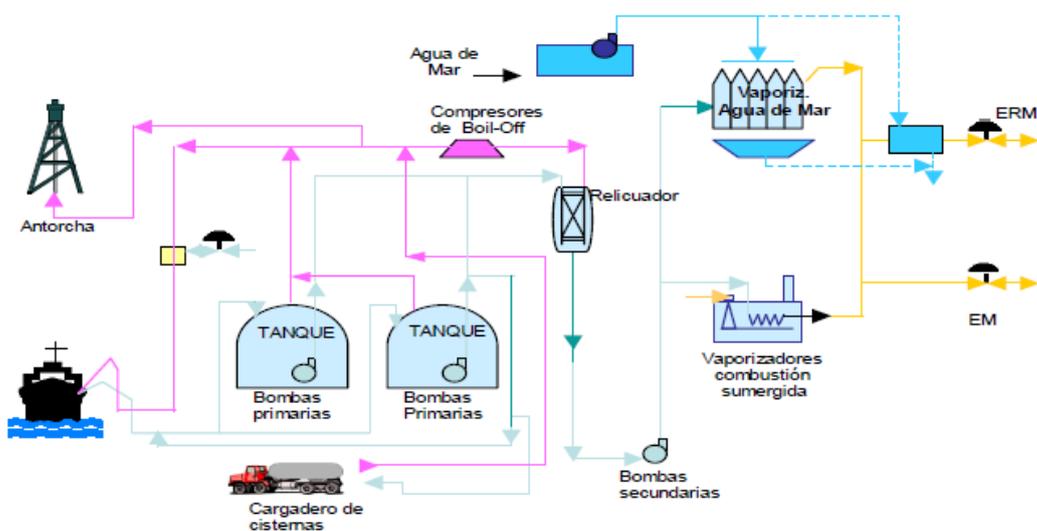
La capacidad es específica de cada instalación y debe ser calculada por cada operador, en relación con su infraestructura, teniendo en cuenta los diferentes escenarios de funcionamiento debido a las diferencias existentes entre los sistemas y las instalaciones de cada operador.

Únicamente a los efectos de homogenizar las conversiones de unidades en el cálculo de capacidades, se considerará un PCS de referencia de 11,63 kWh/m³ (n), que el m³ de GNL es equivalente a 585 m³(n) de GN, y que el día tiene 24 horas.

4. Cálculo de la capacidad de plantas de regasificación

Las capacidades se calcularán en función de los equipos que estén instalados en la planta de regasificación, teniendo en cuenta sus límites de operación y de seguridad, así como los efectos limitantes que puedan producir unos sobre otros.

A continuación se muestra un esquema general de las instalaciones de una planta de regasificación.



En particular, para determinar la capacidad de la planta de regasificación se tendrán en cuenta las capacidades de las diferentes partes de la misma, y que son:

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

4.1 Capacidad de atraque de buques

La capacidad de atraque de buques queda determinada por el estudio de compatibilidad de los barcos descrito en el Protocolo de detalle PD-06 Punto 2, en el que, entre otros, tendrá, como mínimo, en cuenta los siguientes aspectos:

- Brazos de descarga
- Puntos de contacto con las defensas
- Número de puntos de amarre
- Posición del manifold
- Pasarela de acceso de tierra al buque, etc.

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

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

4.2 Capacidad de descarga de buques

La capacidad de descarga se calculará atendiendo a los siguientes aspectos:

- Recuperación de boil-off parcial o tota
- Producción de boil-off en planta para retorno al buque
- Aumento de presión en manifold debido a restricciones en el buque o en la planta
- Máximos caudales de descarga por brazo
- Máxima capacidad de descarga por parte del buque (nº de bombas, etc.).

4.3 Capacidad de almacenamiento en tanques

La capacidad se calculará atendiendo a los siguientes aspectos.

- Los niveles mínimos de operación de bombas primarias
- Los niveles máximos de operación en tanque.

Entendiendo que la capacidad útil será aquella que quede definida entre los niveles mínimos de operación de bombas primarias y los niveles máximos de operación en tanque.

La capacidad mínima se determina teniendo en cuenta el volumen mínimo de GNL necesario para permitir el arranque de las bombas primarias.

4.4 Capacidad de bombeo primario y secundario

La capacidad de bombeo primario y secundario se calculará atendiendo al caudal impulsado por las bombas.

Además, en el cálculo de la capacidad de bombeo se tendrán en cuenta:

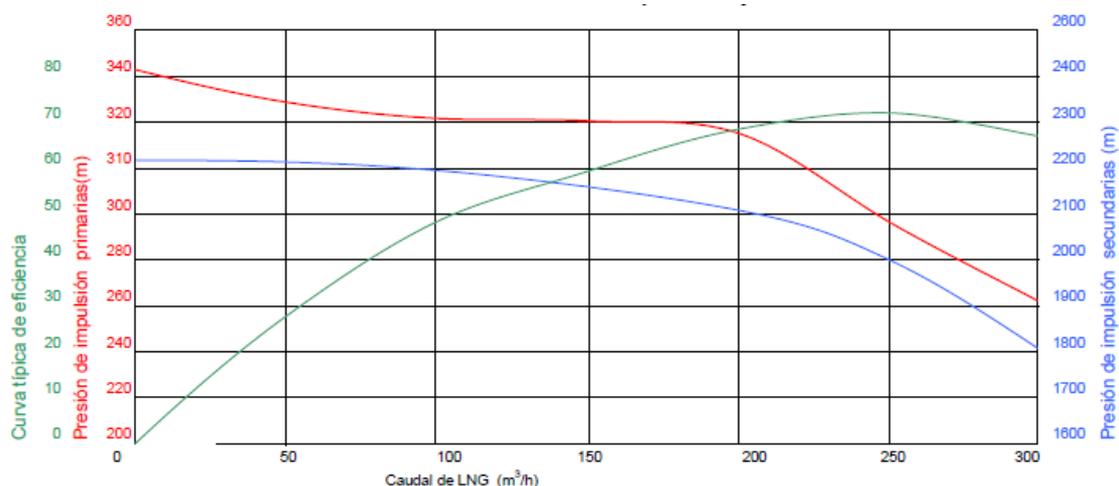
- La configuración de las bombas.
- La curva de operación de cada bomba que facilita el fabricante, donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia en función del flujo, y en particular los márgenes operativos que determinan la línea de bombeo, la línea de máxima velocidad, la línea de mínima velocidad, la línea de máximo caudal ("chocking line") y la línea de máxima potencia.
- Los límites de cavitación
- Que la presión de impulsión no sea superior a la presión de diseño de la tubería donde descarga.

A efectos ilustrativos, a continuación se muestra un ejemplo de Curvas características de bombas primarias y secundarias.

Unidades:

- Primarias mcl
- Secundarias mcl
- Caudal m³gnl/h
- Eficacia %

Curvas características de bombas primarias y secundarias



4.5 Capacidad de líneas de interconexión de líquido-gas

La capacidad en líneas, volumen por unidad de tiempo a transportar, se calculará atendiendo a las siguientes velocidades máximas en cualquier punto de la línea:

- Líneas de líquido: 8 m/sg
- Líneas de gas: 20 m/sg

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

4.6 Capacidad de vaporizadores de agua de mar

La capacidad de vaporización, volumen de gas regasificado por unidad de tiempo, se determinará teniendo en cuenta para su cálculo:

- El diseño del vaporizador
- Temperatura de agua de mar
- Presión en planta
- Condicionantes medioambientales.

4.7 Capacidad de Vaporizadores de combustión sumergida

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

4.8 Capacidad de carga de cisternas

La capacidad de carga de cisternas dependerá básicamente de:

- La capacidad de la línea de líquido desde las bombas primarias al cargadero
- La capacidad de la línea de retorno de la cisterna a la planta.
- Horas de funcionamiento del cargadero

Normalmente estas capacidades no son restrictivas y en su diseño ya están consideradas las necesidades específicas del cargadero.

El aspecto más relevante que puede limitar la capacidad carga de una cisterna es su temperatura, es decir, si la cisterna está "caliente" o "fría".

4.9 Capacidad de carga y puesta en frío de buques

Para la determinación de la capacidad de carga de buques, se deben tener en cuenta tanto las instalaciones de la planta como las del buque así como si la operación es de carga o puesta en frío.

Esta capacidad al menos dependerá de los siguientes aspectos:

- Número de bombas primarias que no se estén utilizando para atender a las necesidades de regasificación
- Capacidad de la línea de líquido
- Capacidad de descarga (velocidad de descarga) con un brazo de conexión de la línea de líquido
- Evolución de la presión y temperatura de los tanques del buque
- Capacidad de recuperación de boil-off total por parte de la planta (sin quemar en la antorcha)
- Que el buque disponga de compresor
- Capacidad de la línea de retorno de boil-off a la planta
- Temperatura del gas en los tanques del buque antes de su carga (buque frío o caliente).

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

4.10 Capacidades a publicar

En las plantas de regasificación, el titular de la instalación indicará, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de almacenamiento de tanques (m^3 GNL , GWh , $Mm^3(n)$), la capacidad de emisión a la red de transporte (GWh/d), la capacidad de carga de cisternas de GNL (Cisternas/día), la capacidad de descarga de buques metaneros (m^3 GNL/h), y la capacidad de atraque de buques metaneros (m^3 GNL).

5. Cálculo de la capacidad de almacenamientos subterráneos (AASS)

Los almacenamientos subterráneos tienen una doble función por una parte son una importante herramienta de modulación del sistema gasista, aportándole flexibilidad ante las variaciones estacionales y diarias de la oferta y la demanda, y por otra constituyen una reserva ante posibles fallos de suministro.

Se distinguirá entre capacidad de almacenamiento, capacidad de inyección y capacidad de extracción.

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

5.1 Capacidad de almacenamiento

La capacidad de un almacenamiento es la cantidad de gas natural contenida en el mismo a una presión determinada.

Dicha capacidad será función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas, de la estructura geológica, pudiéndose modelizar matemáticamente. Cuanto mayor conocimiento exista de la estructura geológica y sus parámetros, mayor complejidad tendrá la fórmula de modelización ajustándose mejor a la realidad.

Un ejemplo de fórmula que generalmente es utilizada para cálculo teórico aproximado del volumen de gas in situ almacenable es:

$$STO = V \cdot \Phi \cdot (1 - S_{wc}) / B_{oi}$$

Siendo:

STO: Volumen de gas in situ en condiciones estándar 25°C–1bar

Φ : Porosidad (0 - 50%)

S_{wc} : Saturación con nata de agua (en tanto por uno)

B_{oi} : Factor volumétrico

V: Volumen de roca (unidad de volumen)

5.2 Capacidad de inyección/extracción

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

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

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

El caudal de extracción es función de grado de llenado del almacenamiento, y por tanto de la presión en su interior, y de las características del almacenamiento.

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

La capacidad máxima de extracción se da en condiciones de máximo llenado y máxima presión en el almacenamiento.

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

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

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

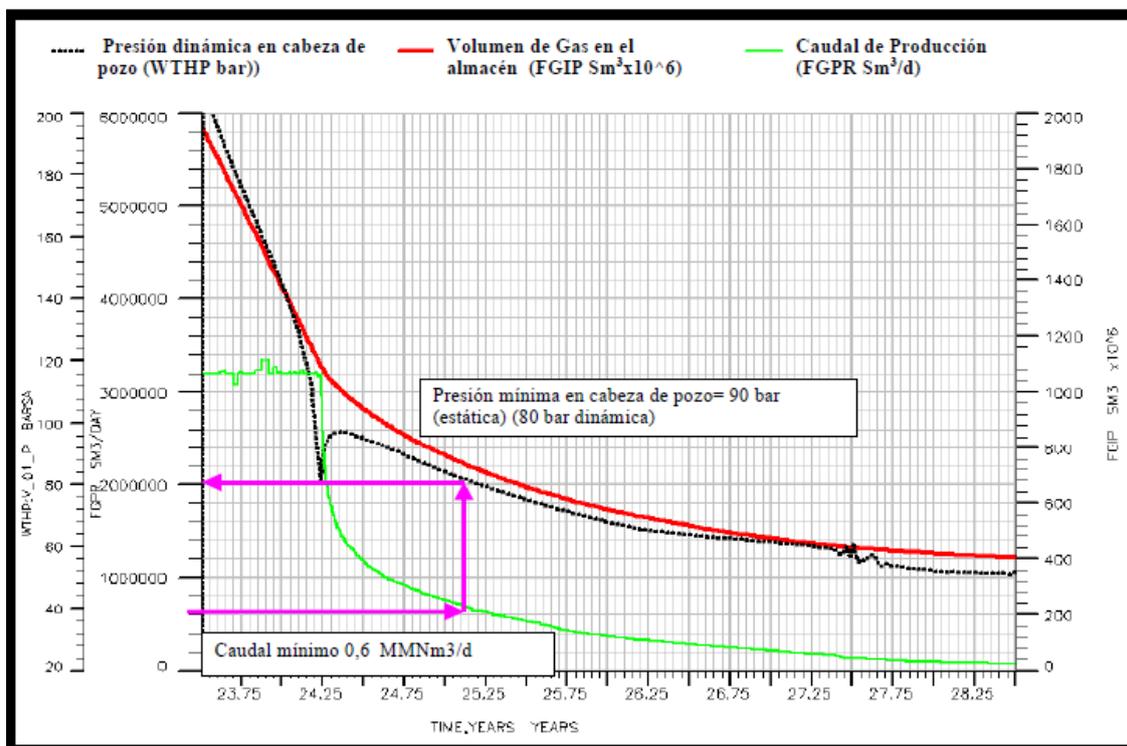
5.2.1 Curva características de la formación almacén

En función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas de la estructura geológica utilizada como almacenamiento subterráneo, se pueden modelizar, con mayor o menor precisión en función del conocimiento que se tenga de dicha estructura y de la experiencia en su operación, las curvas características de la formación almacén, las cuales se definen como la relación que compara la presión dinámica de fondo de pozo con su caudal de extracción o inyección.

5.2.2 Curva de declino

Es la curva que describe la evolución del caudal de extracción a lo largo del tiempo, a partir de una situación inicial determinada (grado de llenado y presión en fondo), y es función de las características de la formación almacén, de las características del "tubing", de la presión en superficie y del perfil inicial de extracción que se solicite. Se puede referir a un pozo, o a varios, o al total del caudal de extracción del almacenamiento.

A continuación, se muestra un ejemplo de curva de declino:



5.2.3 Unidades de compresión

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

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

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

5.2.4 Válvula de "Choke"

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

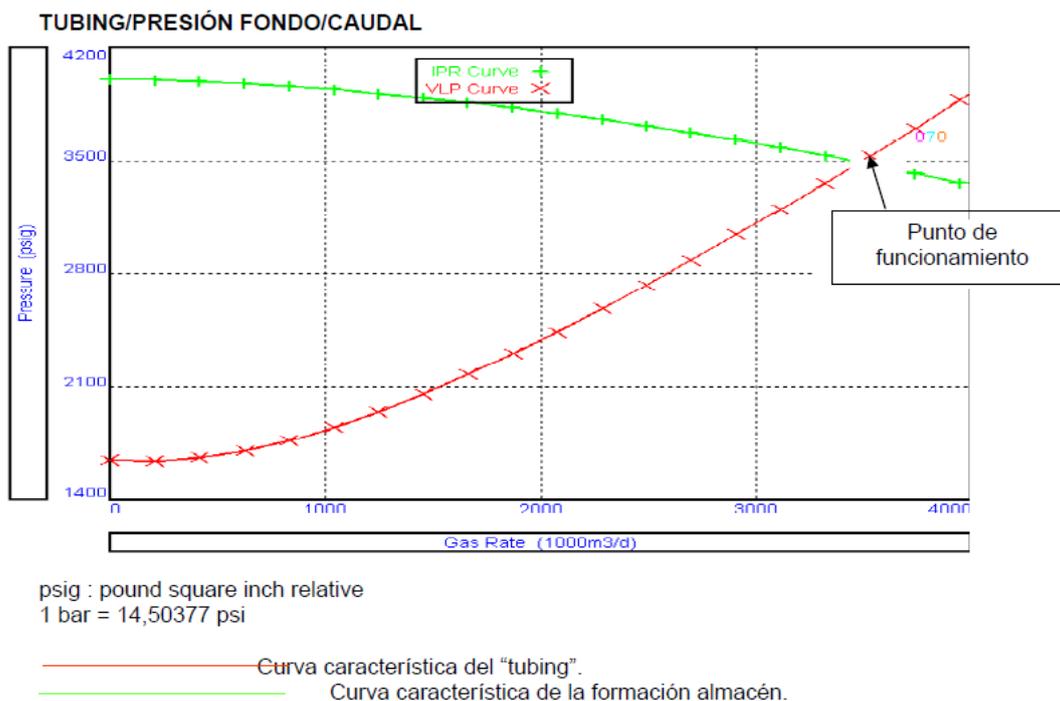
5.2.5 "Tubing"

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

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

En los siguientes ejemplos se observa la interacción del "tubing" en las capacidades de extracción e inyección de la formación de almacenamiento subterráneo.

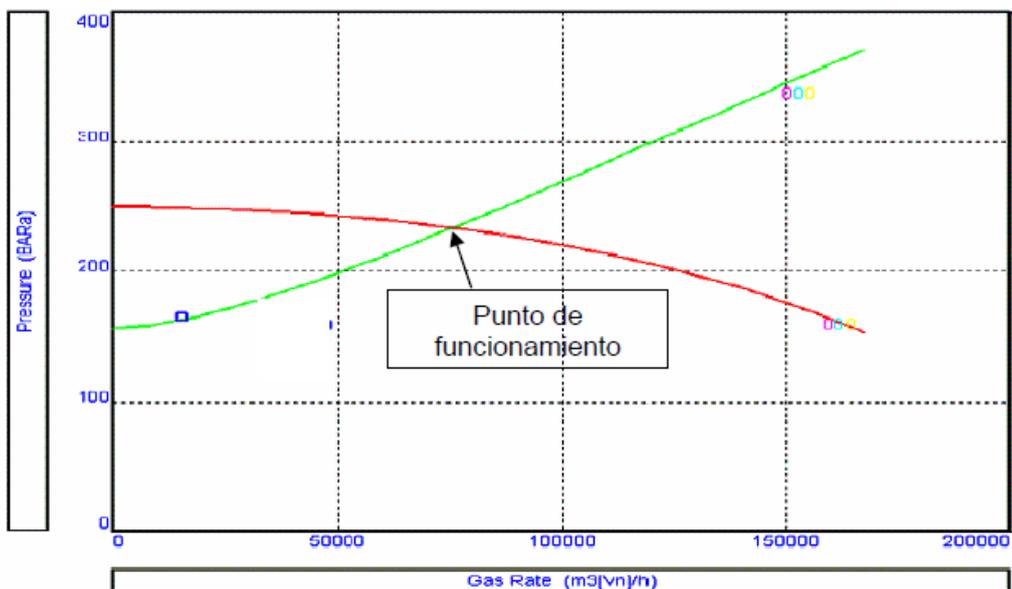
Curva característica de extracción



A mayor diámetro, la curva característica del "tubing" se desplaza hacia la derecha de manera que un mayor diámetro implica un mayor caudal de producción para la misma presión de fondo. El salto de presión es menor cuanto mayor es el diámetro.

Curva característica de inyección

TUBING/PRESIÓN FONDO/CAUDAL



psig: Pound square inch relative
 1 bar = 14,50377 psi

— Curva característica del “tubing”.
 — Curva característica del almacenamiento subterráneo.

A mayor diámetro, la curva característica del “tubing” se desplaza hacia arriba de manera que un mayor diámetro implica un mayor caudal de inyección para la misma presión de fondo. La presión de fondo requerida es mayor cuanto mayor es el diámetro.

5.2.6 Planta de tratamiento

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

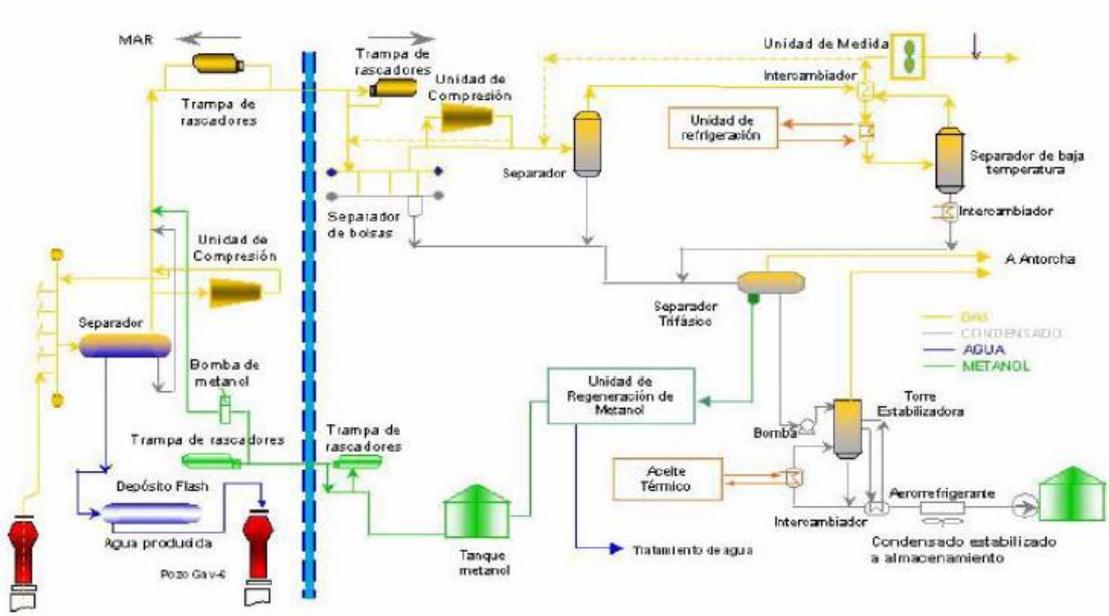
En la planta de tratamiento se produce un primer secado por gravedad, y segundo secado en las torres de secado en contracorriente (el componente de secado es trietilenglicol, en adelante TEG), para posteriormente odorizar el gas y medirlo antes de introducirlo en la red de transporte.

Componentes de la planta de tratamiento:

- Punto de funcionamiento
- Trampa de rascadores.
- Gasoductos internos
- Separadores de bolsa
- Recipiente despresurizador
- Torres de secado verticales, en las que se encuentran los regeneradores de TEG, bombas de inyección y transferencia, y depósitos de TEG rico y pobre
- Filtros separadores de sólidos para el gas
- Tanque de agua de proceso
- Bombas de inyección de agua de proceso.
- Unidad de medida (generalmente de ultrasonidos)
- Cromatógrafo
- Unidad de odorización
- Sistema de gas combustible
- Sistema de gas comprimido
- Sistema de agua
- Antorcha con separador de agua
- Transformadores eléctricos y diesel

En la planta de tratamiento existen equipos críticos que están diseñados para el caudal de extracción requerido y que, en el caso de que fallen, limitan el caudal de extracción de gas. Estos equipos son las torres de secado y los equipos de regeneración de TEG, producto que se utiliza en contracorriente en las torres de secado.

A continuación, se muestra un esquema general de una planta de tratamiento:



5.3 Capacidades a publicar

En los almacenamientos subterráneos, el titular de la instalación indicará, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de almacenamiento, la capacidad de extracción y la capacidad de inyección.

Dada la influencia del estado de llenado del almacenamiento subterráneo se publicarán además los valores de extracción en los supuestos del 75%, 50%, 25% de llenado de la capacidad útil.

6. Cálculo de la capacidad de redes

La capacidad de una red se calculará teniendo en cuenta:

- Sus límites de operación y de seguridad
- Los efectos limitantes que puedan producirse entre los equipos que la forman
- Los caudales de gas aportados en los puntos de entrada y la presión de entrega
- La demanda que atiende dicha red y las presiones mínimas garantizadas de dicho suministro

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

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

6.1 Cálculo de la capacidad de un gasoducto

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

Cuando un gas circula por un gasoducto pierde presión (“pérdida de carga”) a medida que avanza a lo largo de éste a causa del rozamiento con las paredes del tubo. Además se pierde también presión cuando el gas pasa por un accesorio, por una curva, por un cambio de sección etc. Para vencer esta pérdida de presión se instalan compresores que compensan esta pérdida de presión.

Para determinar el valor de estas pérdidas de carga se suele recurrir a fórmulas o programas de ordenador (simuladores) que realizan este cálculo.

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

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

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

Siendo:

p_1 y p_2 : Presión absoluta origen y final de la tubería (bar)

λ : Factor de fricción

ρ_0 : Densidad del gas en condiciones normales (kg/m³(n))

p_0 : Presión en condiciones de referencia (1013,25 mbar)

T_0 : Temperatura en condiciones de referencia (273,15 °K)

T : Temperatura del gas (°K)

d : Diámetro interno de la tubería (m)

l : Longitud de la tubería (m)

K: Coeficiente compresibilidad del gas respecto a condiciones normales (Z/Z0)

q₀: Flujo referido a condiciones normales (m³ (n)/h)

Esta ecuación no considera el efecto que produce la diferencia de altura entre origen y destino del gasoducto, y los valores de sus variables se refieren a unidades del Sistema Internacional.

El factor de fricción λ se obtiene habitualmente de la fórmula de Colebrook aunque podrían usarse otras que se encuentren dentro de los rangos de validez.

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

Esta fórmula está basada sobre un régimen de funcionamiento en condiciones estacionarias y la capacidad será calculada en estas condiciones, es decir, el flujo de entrada es igual al flujo de salida.

Por lo tanto la capacidad de un gasoducto, q₀, que vendrá dada en m³(n)/h, se calcula despejando de la expresión anterior (1)

$$q_0 = \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) \cdot T_0}{p_0 \cdot \rho_0 \cdot l \cdot K \cdot T}} \cdot \sqrt{\frac{d^5}{\lambda}} \quad (2)$$

6.1.1 Influencia del diámetro interno y el factor de fricción

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

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

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

$$q_0 \sim d^\gamma$$

Donde, por ejemplo:

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

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

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

6.1.2 Influencia de la presión

Otro factor importante que afecta a la capacidad de un gasoducto es la presión ya que simplificando la formula (2) podemos obtener la relación

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

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

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

es decir:

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

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

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

6.1.3 Influencia de la diferencia de altitud entre el origen y el final del gasoducto

En el caso de que la diferencia de altitud entre el origen y el final de la tubería sea significativa, éste es un factor adicional que debe ser considerado, ya que la pérdida de carga aumenta si la altura del punto final es mayor que la inicial y disminuye si decrece la altura entre el punto inicial al final.

En este caso se puede utilizar la fórmula de Fergusson, equivalente a la ecuación (1) para tuberías horizontales:

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

siendo:

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

Donde z1 y z2 representan la altura en el origen y el final de la tubería.

6.1.4 Otros factores que influyen en la capacidad de un gasoducto

De acuerdo con las formulas expuestas, también influyen otros factores como las propiedades físicas del gas (densidad, coeficiente de compresibilidad, temperatura). Por ejemplo, es importante tener en cuenta la temperatura del gas para determinar con exactitud la capacidad de un gasoducto, sobre todo cuando se calcula la capacidad aguas abajo de una estación de compresión. Si bien, en la práctica se suele considerar la temperatura media del fluido a lo largo de la tubería.

Otro de los parámetros que limitan la capacidad es la velocidad máxima a considerar para el transporte y distribución, debido a que es necesario que el ruido y las vibraciones que se producen a lo largo de este se encuentren dentro de los límites máximos establecidos. A nivel internacional, se considera como velocidad máxima para el transporte y distribución por gasoducto 20 m/s.

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

La capacidad también se ve afectada por las condiciones ambientales donde es transportado el gas, en concreto, la temperatura del terreno y los coeficientes de transferencia de calor de la tubería y el terreno. Estos parámetros los deben considerar cada operador en función de los valores en sus respectivas localizaciones.

6.1.5 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de un gasoducto

En resumen, la capacidad de un gasoducto se calculará, utilizando simuladores y programas de cálculo de reconocido prestigio, teniendo en cuenta los siguientes parámetros y consideraciones:

- El diámetro interior y la longitud del gasoducto
- El factor de fricción del gasoducto
- La presión de entrada
- La presión mínima de garantía en los puntos de entrega del mismo
- Una velocidad máxima del gas de 20 m/s, independientemente de que la presiones resultantes sean superiores a los valores mínimo indicados
- La diferencia de altitud entre el origen y el final del tubo si es ésta significativa
- La temperatura del gas
- El coeficiente compresibilidad del gas
- La densidad del gas natural.

Si otro parámetro diferente a los mencionados fuese considerado en los cálculos, el operador lo tendrá que informar para que sea conocido por los usuarios del sistema.

6.2 Cálculo de la capacidad de una estación de compresión

Para recuperar la pérdida de presión que se va produciendo en las redes, se utilizan las estaciones de compresión.

En una estación de compresión se pueden identificar las siguientes secciones:

- a. Sección de entrada.
- b. "Bypass" de la estación.
- c. Filtros.
- d. Unidades de compresión.
- e. Sistema de anti-bombeo.
- f. Aerorefrigerantes.
- g. Sección de medida.
- h. Sección de salida.

El proceso de compresión se realiza normalmente con compresores centrífugos, aunque también pueden ser alternativos, transfiriéndoles la energía mecánica que produce una turbina de gas o motor alternativo para aumentar la presión del gas que se vehicula por el compresor.

Las prestaciones de la estación de compresión quedan determinadas por:

- La potencia instalada que, en el caso de no ser suficiente para comprimir el gas a los requerimientos solicitados, limitará la presión de aspiración o de impulsión de la misma
- Las curvas de operación de los compresores
- Los componentes de la estación como los filtros, aerorefrigeradores, etc.

Es posible caracterizar el proceso de compresión con pocos parámetros tales como:

- La altura isentrópica o politrópica
- La eficiencia politrópica
- La potencia absorbida por el compresor.

La altura politrópica representa la energía acumulada en el fluido como incremento en energía termodinámica. También se podría realizar el cálculo de la altura adiabática (sin transferencia de calor con el exterior).

Utilizando la relación entre la presión y el volumen específico del gas en una transformación politrópica de exponente n (PV^n constante) entre los puntos 1 y 2, se obtiene la altura politrópica como:

$$H_{pol} = \frac{n}{n-1} Z_1 RT_1 \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right]$$

Siendo:

Z_1 : Coeficiente de compresibilidad del gas en la sección de entrada o aspiración.

P_1 y P_2 : Presiones aspiración e impulsión

R : Constante característica del gas.

T_1 : Temperatura del gas en la sección de entrada o aspiración.

Teniendo por otra parte en cuenta el rendimiento o eficiencia politrópica η , la potencia absorbida por el compresor en kWh será:

$$P = 735.5 \frac{q_0 \cdot \gamma \cdot H_{pol}}{75 \cdot 3.600 \eta}$$

Siendo:

q_0 : Caudal en Nm³/h

γ : Peso específico del gas en Kg/Nm³.

Considerando la eficiencia politrópica η como el factor que determina el rendimiento y teniendo en cuenta que el compresor está constituido por diferentes etapas en las cuales se producen pérdidas de presión de remanso.

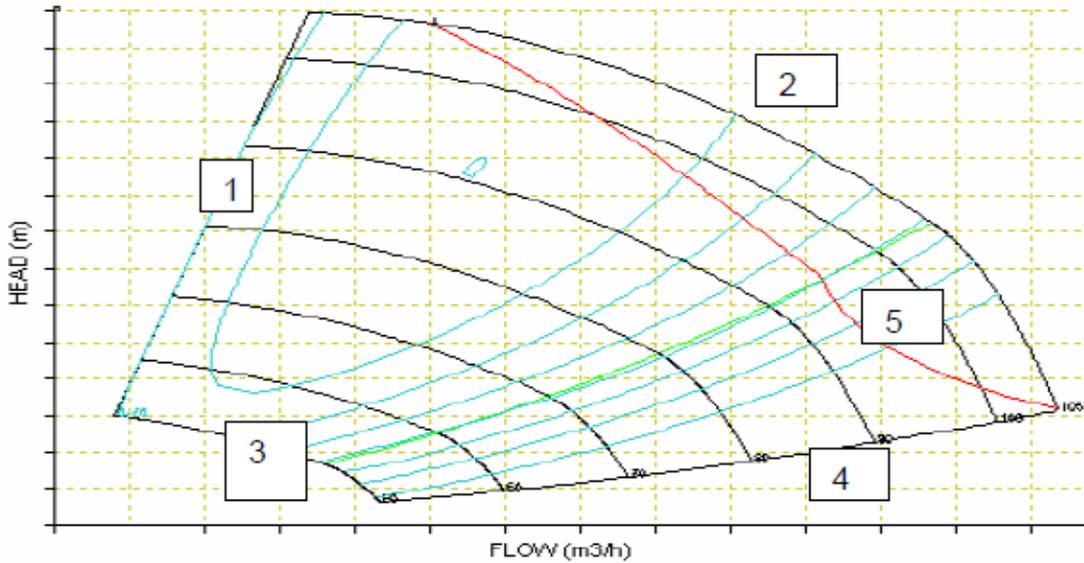
Además, para el cálculo de la potencia se deberán tener en cuenta las pérdidas debidas a la fricción mecánica, así como las pérdidas producidas en su instalación interior.

Normalmente, la potencia instalada suele ser un poco mayor que la requerida para cubrir situaciones inesperadas y tener un cierto margen de capacidad instalada.

Para cada compresor el fabricante entrega una curva de operación donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia dentro de los ejes de altura en ordenadas, y el flujo en el de abscisas. En este mapa de curvas, se observan los siguientes márgenes operativos que deben ser respetados para el correcto funcionamiento del compresor y por lo tanto para el cálculo de la capacidad.

- Línea de bombeo (1)
- Línea de máxima velocidad (2)
- Línea de mínima velocidad (3)
- Línea de máximo caudal ("chocking line") (4)
- Línea de máxima potencia (en rojo), por encima de la cual la turbina no puede dar potencia al compresor. (5)

Estos márgenes definen el área de operación del compresor centrífugo según se observa en la figura.



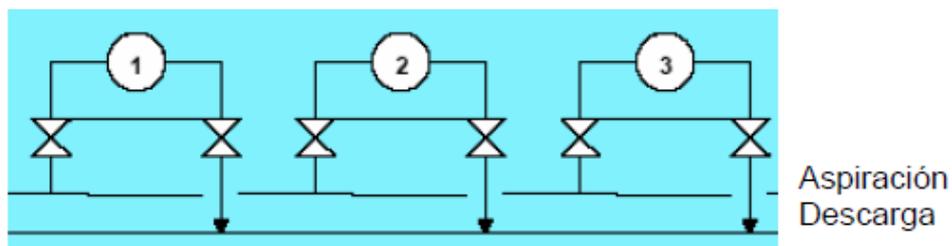
Aparte de estos márgenes operativos, es necesario tener en cuenta la influencia de las condiciones medioambientales para el cálculo de la potencia máxima disponible para el compresor. Por ejemplo, una mayor temperatura del aire de entrada a la turbina hace bajar la línea de máxima potencia, reduciéndose el rango de potencia disponible para el compresor.

Para el cálculo de la capacidad en una estación de compresión, la presión de aspiración no deberá ser nunca inferior a 40 bar, ni la de impulsión superior a la presión de diseño del gasoducto donde descarga, y, además, se tendrá en cuenta que una de las unidades de compresión no estará disponible, manteniéndose de reserva.

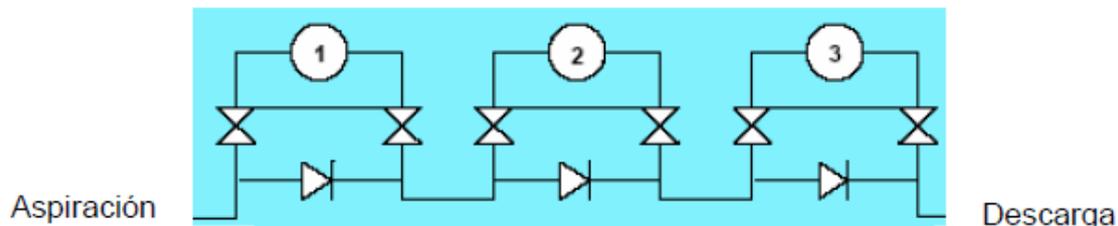
Para el cálculo de la capacidad de una estación de compresión, se tendrá también en cuenta la configuración interna de sus compresores, es decir, si están alineados en serie o en paralelo. En relación con una configuración normal, la de serie incrementa el diferencial de presión manteniendo el flujo y la de paralelo incrementa el flujo manteniendo el diferencial de presión.

Ejemplos de las diferentes configuraciones posibles:

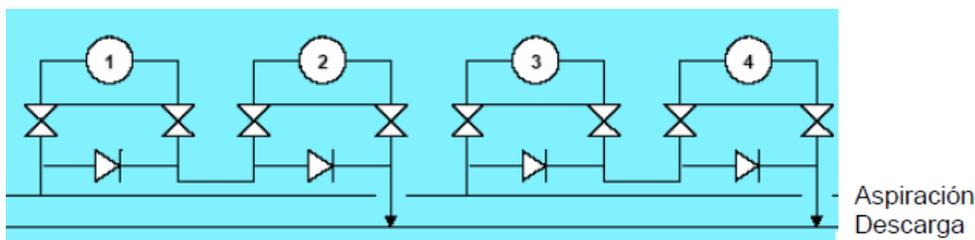
a) Configuración en paralelo:



b) Configuración en serie:



c) Configuración en serie/paralelo:



6.2.1 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de una estación de compresión

En resumen, la capacidad de una estación de compresión se calculará teniendo en cuenta:

- La configuración de los compresores de la estación
- La curva de operación de cada compresor que facilita el fabricante, donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia en función del flujo, y, en particular, los márgenes operativos que determinan la línea de bombeo, la línea de máxima velocidad, la línea de mínima velocidad, la línea de máximo caudal ("chocking line") y la línea de máxima potencia
- Que la presión de aspiración no sea inferior a 40 bar
- Que la presión de impulsión no sea superior a la presión de diseño del gasoducto donde descarga.

Si otro parámetro diferente a los mencionados fuese considerado en los cálculos, el operador lo tendrá que informar para que sea conocido por los usuarios del sistema.

6.3 Cálculo de la capacidad de una estación de regulación y medida (ERM) y/o en una instalación de medida (EM)

Las estaciones de regulación y medida (ERM) o de medida (EM) están localizadas en los puntos del sistema donde es necesario medir y/o reducir la presión del gas que se transfiere hacia otra red u operador. En estas instalaciones es, por lo tanto, necesario considerar como se debe realizar el cálculo de su capacidad y los parámetros que intervienen en su determinación.

En una ERM se pueden identificar las siguientes secciones a efectos del cálculo de capacidad:

- a) Sección de entrada
- b) "Bypass" de la estación.
- c) Filtros.
- d) Sección de calentamiento del gas.
- e) Sección de regulación.
- f) Sección de medida.
- g) Sección de salida.

Un factor determinante es la presión operativa de entrada, puesto que si se sitúa en valores cercanos a la presión mínima de entrada, la capacidad disminuiría.

Además, asumiendo que las diferentes secciones mencionadas deberán estar diseñadas para soportar la capacidad requerida de la instalación de regulación, para el cálculo de la capacidad de la unidad las dos secciones clave son:

- Capacidad del conjunto de las válvulas de regulación
- Capacidad de la unidad de medida.

En ambos casos la capacidad se calcula por línea de regulación, siendo la capacidad total de la ERM la suma de cada línea, pero considerando una línea de reserva como margen operativo de seguridad para el hipotético caso de que una de las líneas en servicio pudiera fallar y, por lo tanto, debiera entrar a funcionar inmediatamente la que se encontrase de reserva.

6.3.1 Conjunto de las válvulas de regulación

La capacidad de regulación estándar es la que habitualmente se calcula para una válvula con una reducción de paso del fluido, siendo su expresión:

$$Q = Kv \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}}$$

Donde se relaciona la pérdida de carga (Δp) y la densidad del gas (ρ), obteniendo el caudal de regulación al tener en cuenta el coeficiente de la válvula (Kv) por el efecto de reducción de sección de paso que provoca ésta.

Dependiendo del coeficiente de la válvula que se considere por el fabricante, se obtendrá la capacidad del regulador.

6.3.2 Unidad de medida

En cuanto a la unidad de medida, se considera que en las ERM la medición del gas se realiza con turbina siendo el cálculo de su capacidad:

$$Q = 1,6 G \text{ Psal}$$

En esta fórmula se observa como la capacidad de medida de una turbina se calcula por G, que es el tamaño estándar de la turbina, Psal que es la presión absoluta de contaje y el coeficiente 1,6 (el tamaño estándar siguiente al considerado).

6.3.3 Medidores por ultrasónicos

En el caso de que la medida se realice con un medidor por ultrasonidos, su capacidad será la indicada por el fabricante, siendo la velocidad del gas el parámetro que limitará esta capacidad, esta velocidad no debe superar los 20 m/sg.

6.3.4 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de una estación de regulación y/o medida

Resolución de 30 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el protocolo de detalle PD-14 «Criterios de definición del grado de saturación de las Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida y Procedimiento de realización de propuestas de actuación» y se modifica el protocolo de detalle PD-10 «Cálculo de la capacidad de las instalaciones». Publicada en B.O.E el 28 de mayo de 2012

Vigencia: 28 de mayo de 2012

Se considera como capacidad nominal, el caudal máximo que puede vehicular la ERM/EM según sus características de diseño, sin considerar la línea de reserva, utilizándose como parámetros la capacidad de regulación y la capacidad de medida.

La capacidad de regulación de una ERM se calculará como la suma de capacidades de regulación de cada una de las líneas, sin considerar la línea de reserva.

La capacidad de medida de una ERM/EM se calculará como la suma de capacidades de los equipos de medida instalados en sus líneas, sin considerar la línea de reserva.

En resumen, la capacidad de una estación de regulación y/o medida se calculará teniendo en cuenta:

- Número de líneas.
- Capacidad de regulación conjunto de las válvulas de regulación.
- Capacidad de medida de la turbina, función del tamaño estándar de la misma.
- Condiciones de presión y temperatura, y en particular la presión operativa de entrada y la presión absoluta de salida.

6.4 Cálculo de la capacidad de llenado de un gasoducto

La cantidad de gas que un gasoducto puede contener se determina en función del producto de tres variables, de la forma siguiente:

$$V = P_m \cdot V_g \cdot Z$$

Siendo:

V: Capacidad del gasoducto en m³(n)

P_m: Presión absoluta media del gasoducto en bar

V_g: Volumen geométrico del gasoducto en m³

Z: Factor de compresibilidad del gas en condiciones normales.

La presión media (P_m) existente entre el origen y final del gasoducto se calcula con la expresión siguiente:

$$P_m = \frac{2}{3} \left((P_1 + P_2) - \left(\frac{P_1 \cdot P_2}{P_1 + P_2} \right) \right)$$

siendo:

P₁: Presión en el origen del gasoducto

P₂: Presión en el final del gasoducto

El factor de compresibilidad es la relación entre el volumen molar de un gas real y el volumen molar del mismo gas considerado como ideal, este factor depende de la presión, la temperatura, y la composición del gas y su cálculo se realiza según lo establecido en el procedimiento SGERG-88 incluido en la norma UNE-EN ISO 12213, según lo indicado en el protocolo de detalle PD-01. Como cálculo aproximado para gasoductos de más de 4 bar se puede utilizar la fórmula práctica:

$$Z = 1 - \frac{P_m}{500}$$

6.5 Cálculo de la capacidad de una conexión internacional

En una conexión internacional, al menos, se deben tener en cuenta para el cálculo de la capacidad lo siguiente:

- Capacidad de la instalación de medida según lo establecido en el apartado 6.3.
- Capacidad de la válvula de regulación de caudal basándose en el diferencial de presión considerado.
- Presión de entrega por el operador aguas arriba de la conexión.

Teniendo en cuenta que las dos primeras no deben ser limitativas al considerarse su diseño compatible con los requisitos operativos, la más importante es la presión de entrega, teniendo que ser ésta superior a la presión del sistema que se obtenga aguas abajo de la conexión.

Todo esto es de aplicación si se considerase, además, la conexión como reversible y el sentido del flujo por la misma pudiese variar entre los sistemas.

7. Cálculo de la capacidad de un sistema de transporte

La capacidad de un sistema de transporte viene dada, en una primera aproximación, por la combinación del cálculo de la capacidad de los elementos que lo constituyen, es decir, por la máxima emisión de una planta de regasificación, el máximo caudal que se puede vehicular a través de los gasoductos de transporte y estaciones de compresión, por la máxima emisión

o inyección de los almacenamientos subterráneos, y por el máximo caudal vehiculado a través de las estaciones de regulación y medida.

Sin embargo el comportamiento de estos elementos cuando componen un sistema integrado de transporte depende de cómo estén interrelacionados entre sí, es decir, de la configuración de la red y, también en gran medida, de cómo son los flujos internos dentro de este sistema ya que este puede cambiar de sentido según el escenario de oferta-demanda.

A pesar de que no todos los operadores de las redes de transporte calculan de forma idéntica la capacidad de sus sistemas, en todos los casos coinciden en los conceptos a aplicar y están basados en la utilización de simuladores que contemplan modelos hidráulicos, de general aceptación y reconocidos en la industria del gas, que calculan la distribución de flujos y presiones en la red, considerando al menos:

- La configuración de la red
- Modelos internos que calculan los elementos de red explicados teniendo en cuenta sus parámetros físicos.
- La red en estado estacionario, es decir las entradas en el sistema son iguales a las salidas del mismo
- Diferentes escenarios de demanda sobre la base de temperaturas normales y estacionales
- Los valores de presión mínima y máxima a nivel técnico y comercial.

Con relación a las presiones mínimas a considerar en las salidas, serán las establecidas en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Se considerará 40 bar como presión mínima de aspiración de una estación de compresión.

7.1 Cálculo de las capacidades operativa y disponible

Los pasos a seguir para obtener las capacidades operativas (útil) y disponible de un sistema de transporte serán los siguientes:

1.- Se determinarán los puntos principales del sistema y sus flujos.

Los flujos a considerar para las entradas y salidas al sistema serán:

- Flujos de entrada y salida desde/hacia una conexión internacional.
- Flujos entrada desde los yacimientos
- Flujos de entrada desde las plantas de regasificación

- Flujos de entrada y salida desde/hacia un almacenamiento subterráneo
- Flujos de salida a consumidores para generación eléctrica
- Flujos de salida a consumidores industriales
- Flujos de salida a redes de distribución
- Flujos de entrada y salida desde/hacia redes de transportistas a los que está conectado

2.- Se establecerán tres escenarios base:

- Punta
- Invernal
- Estival.

Estos escenarios tendrán en cuenta los niveles de demanda característicos de cada período considerado y, a cada salida del sistema, se le asociará el segmento del mercado que le corresponda.

Los flujos para cada salida a consumidores o redes de distribución, dependerán de los tres segmentos de consumo característicos: consumo para generación eléctrica, consumo industrial y consumo doméstico-comercial.

Para el cálculo de la capacidad se deberán tener en cuenta los niveles de demanda previstos según la época (estival, invernal, punta), los factores de simultaneidad y las previsiones de consumos de los grandes clientes.

Para el cálculo de la capacidad máxima de la red, en el caso de los consumidores eléctricos se considerará un régimen de funcionamiento al 100% para cada grupo en operación, independientemente de que los grupos se encuentren en operación comercial o en pruebas.

En los casos de los flujos de salida a consumidores industriales, se considerarán los datos disponibles de su consumo horario real, y en su defecto se determinará su consumo horario medio en función de su facturación y horas de utilización estimadas.

En los casos de los flujos de salida a redes de distribución, el consumo doméstico-comercial considerado dependerá de:

- La temperatura del período del escenario a considerar: invernal, estival, etc.
- Patrones de consumo de los consumidores que se alimentan de la red de distribución conectada a la salida del sistema de transporte.

Se aplicarán estos patrones de consumo, así como sus variaciones en función de la temperatura del período considerado, obteniéndose de las aplicaciones de predicción de demanda consideradas en el protocolo de detalle correspondiente (PD-03).

3.- Para las entradas se contemplará:

- La máxima presión y caudal a la que pueda emitir cada planta de regasificación
- La máxima presión y caudal disponible de entrega por el operador aguas arriba en las conexiones internacionales
- La máxima presión y caudal a la que puedan emitir los yacimientos nacionales
- En el caso de gasoductos de transporte secundarios, máxima presión y caudal disponible de entrega por el operador aguas arriba en el PCTT

4.- Para los almacenamientos subterráneos:

- Para el escenario punta, se considerará la extracción al máximo
- Para el escenario invernal, se considerará la extracción hasta el nivel establecido en la regla invernal que esté vigente
- Para el escenario estival, se considerará la inyección al máximo

5.- Se llevará el sistema a su saturación para todos los escenarios eligiéndose el más restrictivo para cada período, este será por tanto el que consideraremos como escenario base punta, invernal y estival.

Una vez que los escenarios están definidos tanto para las entradas como para las salidas del sistema, incluyendo los almacenamientos subterráneos, se calculará la capacidad máxima llevando el sistema a su saturación, es decir, los flujos internos en el sistema se maximizarán hasta que se alcance alguna de las restricciones de la red; como la presión mínima en una salida, la presión máxima en una entrada o la potencia máxima de una estación de compresión.

6.- A partir de estos escenarios base se irá calculando la capacidad incrementalmente en función de los nuevos escenarios que sean solicitados en cada momento.

Para determinar la viabilidad de una nueva conexión se requerirá analizar el comportamiento de la red en su punto concreto de conexión, única opción que posibilita garantizar adecuadamente el suministro simultáneo a los

clientes en servicio y al nuevo consumo en el escenario de máxima emisión horaria.

7.2 Capacidades a publicar

Cada transportista publicará, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de transporte para su sistema global, detallando la capacidad por cada una de sus entradas (conexiones con plantas de regasificación, yacimientos nacionales), conexiones con almacenamientos subterráneos y conexiones internacionales y conexiones con otros Transportistas en cada PCTT (en GWh/día, $Mm^3(n)/día$).

También publicarán las capacidades de las estaciones de compresión, de los nudos relevantes de su sistema; y de aquellos puntos con congestión física o que puedan provocar restricciones en su sistema de transporte.

En el caso de las conexiones internacionales y PCTT, se publicará la capacidad en ambos sentidos y los coeficientes incrementales de presión por unidad de volumen en $bara/Mm^3(n)$ debiendo este último ser consensuado entre los operadores de la conexión.

8. Cálculo de la capacidad de redes de distribución y de redes de transporte secundario.

La capacidad máxima de una red de distribución, o de transporte secundario de un determinado nivel de presión, se define como el gas que se puede vehicular en el escenario de máxima demanda horaria ($m^3(n)/h$), manteniendo la presión de garantía más restrictiva en todos los puntos del sistema. Esta capacidad depende de la presión en la/s entrada/s de la red, así como de las pérdidas de carga existentes.

8.1 Aspectos relevantes para el cálculo de la capacidad

La capacidad de una red de distribución, o de transporte secundario, viene dada por la combinación del cálculo de la capacidad de los elementos que la constituyen, es decir, por el máximo caudal que puede vehicular a través de las redes y por el máximo caudal vehiculable a través de las estaciones de regulación y/o medida.

A pesar de que no todos los operadores de las redes de distribución y de transporte secundario calculan de forma idéntica la capacidad de sus sistemas, sí coinciden en los conceptos generales a aplicar, siendo éstos los siguientes:

a) Disponer de un modelo matemático que reproduzca el comportamiento aproximado de la red en la hora de máxima emisión, utilizando un simulador de redes de reconocido prestigio.

b) El cálculo de la distribución de flujos y presiones en la red se realizará en estado estacionario, es decir las entradas del sistema son iguales a las salidas del mismo.

c) Se considerarán los flujos de entrada y salida correspondientes a la hora de máxima emisión del sistema:

- Flujos de entrada: los aportes de las estaciones de regulación y/o medida de cabecera del sistema.
- Flujos de salida: los correspondientes a consumidores industriales y a puntos de entrega a redes y/o consumidores doméstico-comerciales.

En consumidores industriales se considerarán los datos disponibles de su consumo horario real, y en su defecto se determinará su consumo horario medio en función de su facturación y horas de utilización estimadas.

Los valores de los flujos de salida deberán ser los correspondientes a un escenario climatológico de máxima demanda (ola de frío), y contemplarán los factores de simultaneidad correspondientes.

Dichas previsiones se obtendrán de las aplicaciones de predicción de demanda consideradas en el protocolo de detalle correspondiente.

d) Se considerará la reserva de capacidad correspondiente al crecimiento vegetativo doméstico-comercial, así como las puestas en servicio previstas en consumidores industriales.

e) Presión máxima de cálculo en las entradas al sistema (PCTT/PCTD):

Serán las establecidas en las Normas de Gestión Técnica del Sistema en su apartado 2.4.4., o en los acuerdos mutuos definidos entre Distribuidor y GTS/Transportista, siempre que no se supere la presión máxima de operación autorizada.

f) Presiones mínimas de cálculo:

Presiones mínimas que son necesarias disponer en la entrada de los puntos de entrega, para garantizar como mínimo los valores de presión definidos en el apartado 2.5.2. de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

g) Velocidad máxima del gas: 20 m/seg, independientemente de que las presiones resultantes sean superiores a los valores mínimos indicados.

h) Caudal máximo suministrable desde las estaciones de regulación y/o medida situadas en cabecera del sistema, según los criterios indicados en el apartado 6.3.

8.2 Cálculo de las capacidades operativa y disponible

Una vez calculada la capacidad de acuerdo con el apartado anterior, se determinarán las capacidades operativa (útil) y disponible de una red evaluando el caudal adicional que se puede entregar llevando el sistema a su saturación, es decir hasta que se alcance alguna de las restricciones de la red como la presión mínima en una salida, la presión máxima en una entrada o la capacidad de emisión máxima en una estación de regulación y medida, manteniendo las presiones mínimas de garantía.

El valor resultante tendrá la consideración de orientativo, dado que las redes de distribución y de transporte secundario están compuestas de ramificaciones y derivaciones con diámetros, consumos y pérdidas de carga variables en función de cada ramal o derivación, obteniéndose unos valores de capacidad disponible muy variables en función de dónde se considere el nuevo consumo.

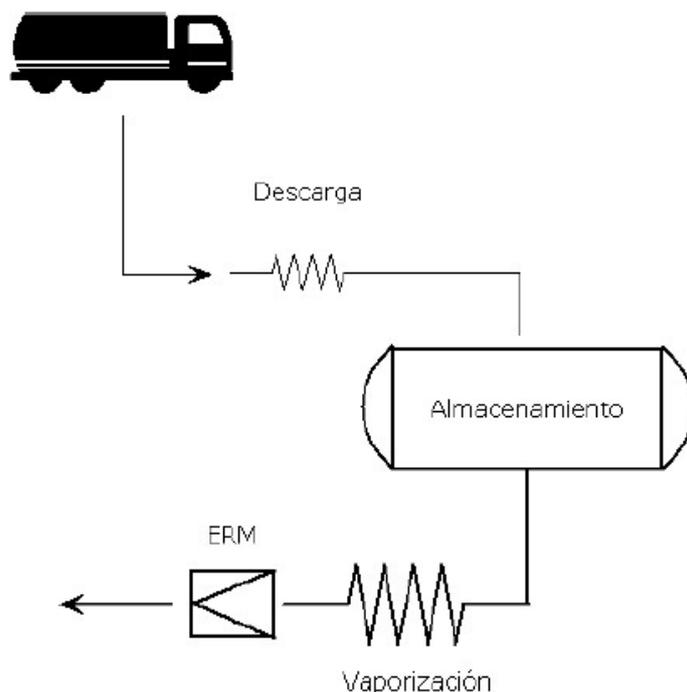
Por ello, para determinar la viabilidad real de suministro a un nuevo consumo, se requiere analizar el comportamiento de la red en su punto concreto de conexión, única opción que posibilita garantizar adecuadamente el suministro simultáneo a los clientes en servicio y al nuevo consumo en el escenario de máxima emisión horaria.

8.3 Capacidades a publicar

La información a publicar corresponderá a las capacidades de los gasoductos de transporte secundario que tengan características operativas y densidad de puntos de salidas similares a las de un gasoducto de transporte primario, de acuerdo con lo establecido en el apartado 7.2.

9. Cálculo de la capacidad de plantas satélites de GNL

Las capacidades de las plantas satélites de GNL se calcularán en función de los diferentes equipos que las componen, teniendo en cuenta los aspectos de operación, almacenamiento y capacidades de emisión y de descarga para su aprovisionamiento, de forma que se garantice la seguridad de suministro y el funcionamiento correcto de las instalaciones.



Para determinar la capacidad de las plantas satélites de GNL, se tendrá en cuenta el dimensionamiento de las diferentes partes que las componen:

1. Capacidad de almacenamiento
2. Capacidad de vaporización
3. Capacidad de regulación
4. Capacidad de descarga.

9.1 Capacidad de almacenamiento

La capacidad de almacenamiento tendrá en cuenta el volumen geométrico (VG) de los depósitos de almacenamiento, el nivel máximo de llenado de los mismos que permita la condición mínima de vaporización y el valor máximo de vaciado que garantice las condiciones criogénicas de los tanques. Se establece con ello la capacidad real de almacenamiento (CRA) disponible de los depósitos, que responderá a la relación:

$$CRA = 0,85 \cdot VG$$

Así mismo, se deberá garantizar el suficiente stock de almacenamiento, que en función del consumo máximo de la demanda (CMD) permita un margen de días de autonomía (DA) ante eventualidades derivadas del abastecimiento (transporte, distancia planta de abastecimiento, frecuencia de descargas, etc.). Este stock, o días de autonomía responderá a la expresión:

$$DA = \frac{CRA}{CMD} \text{ de donde } CRA = DA \cdot CMD$$

Como margen operativo se establece para cada planta satélite, que DA será de tres días (DA = 3) como situación normal, incrementándose a 4 días (DA = 4) para aquellos casos en que la DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO SUBDIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS 03/05/2007 10:55:58 Pág. 77 planta satélite se encuentre a una distancia superior a 300 km de la planta de abastecimiento, o la frecuencia de descarga sea igual o superior a 1 cisterna/día.

9.2 Capacidad de vaporización

La capacidad de vaporización, expresada en m³(n)/h, dependerá de los siguientes elementos:

- Calderas
- Bombas de recirculación de agua
- Circuitos asociados
- Intercambiadores.

Como margen operativo, ante la posibilidad de avería o mantenimiento de los diferentes elementos que constituyen el conjunto de vaporización, la capacidad de vaporización debe garantizar el consumo previsto, aún dejando el 50% de sus elementos fuera de servicio.

9.3 Capacidad de regulación

La capacidad de regulación, se calculará conforme a lo establecido en el apartado 7.3.

9.4 Capacidad de descarga

La capacidad de descarga deberá garantizar que el tiempo de descarga en la planta satélite sea inferior a 2,5 horas, comprendiendo la conexión, descarga y operaciones previas y posteriores.

Como margen operativo, las plantas con una frecuencia punta de descarga de cisternas superior a 2 cisternas/día, deberán disponer de al menos dos instalaciones de descarga independientes.

9.5 Capacidades a publicar

Cada titular de plantas satélites de GNL conectadas a redes de distribución publicará, para cada una de ellas, el término municipal donde están localizadas, y, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de almacenamiento (m^3 GNL), la capacidad de vaporización (m^3 (n)/h) y la capacidad de descarga de cisternas (m^3 GNL/h).

PD-11

«Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte »

En el BOE del 15 de julio de 2008 se publica la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 4 de julio de 2008 en la que se aprueba el protocolo de detalle PD11 « Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte» con el contenido incluido en el documento «Protocolo PD-11.Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte», con fecha de 4 de julio de 2008 y publicado en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

Apartado 2.1 «Reparto en puntos de conexión con gasoductos internacionales (PCI)» redactado conforme Resolución de 17 de septiembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-01 «conceptos generales» y NGTS-04 «Nominaciones» y el protocolo de detalle PD-11 «Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte», y se aprueba el protocolo de detalle PD-15 «Nominaciones, mediciones y repartos en conexiones internacionales por gasoducto con Europa». («B.O.E.» 13 de octubre de 2012).

Vigencia: 14 de octubre de 2012

1. Objeto

Precisar el procedimiento de reparto en los puntos de entrada a la red de transporte, definidos en la NGTS-06, y definir la cuenta de balance residual del sistema, en adelante BRS, que se subdivide en tres niveles: BRS-0, BRS-1 y BRS-2.

2. Criterios generales de reparto

La cantidad diaria a asignar a cada usuario será igual a su nominación/renombración viable tras el proceso de casación de nominaciones/renombraciones. Por el contrario, las cantidades que hubiera nominado el GTS se asignarán al BRS (BRS-1).

La diferencia entre la cantidad física total entregada en el punto de conexión y la suma de las nominaciones de los usuarios se incluirá en la cuenta de BRS que no se asignará a ningún sujeto.

El responsable del reparto lo realizará previa validación del otro titular interconectado.

2.1 Reparto en puntos de conexión con gasoductos internacionales (PCI)

Apartado 2.1 «Reparto en puntos de conexión con gasoductos internacionales (PCI)» redactado conforme Resolución de 17 de septiembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-01 «conceptos generales» y NGTS-04 «Nominaciones» y el protocolo de detalle PD-11 «Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte», y se aprueba el protocolo de detalle PD-15 «Nominaciones, mediciones y repartos en conexiones internacionales por gasoducto con Europa». («B.O.E.» 13 de octubre de 2012).

Vigencia: 14 de octubre de 2012

Los mecanismos de reparto de las conexiones internacionales deben cumplir con la legislación vigente a ambos lados de la conexión.

En el PCI, los transportistas interconectados harán los mayores esfuerzos para establecer acuerdos operativos con mecanismos de reparto de tipo BRS que respeten lo determinado en el presente protocolo.

En cada PCI, el transportista titular de la red de transporte en territorio español, previa validación con el otro titular interconectado, informará al GTS del reparto en los plazos establecidos en el apartado 6.4.3 de la NGTS-06.

No obstante lo anterior, en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa será de aplicación el mecanismo de reparto establecido en el Protocolo de Detalle PD-15 "Nominaciones, Mediciones y Repartos en Conexiones Internacionales por Gasoducto con Europa".

3. Balance residual del sistema

3.1 Desagregación del BRS

Según las causas de las desviaciones entre las cantidades asignadas a cada usuario, de acuerdo a lo establecido en el apartado anterior y la cantidad física total entregada en cada punto de conexión, el BRS se desagregará en tres niveles de balance residual: BRS-0, BRS-1 y BRS-2.

3.1.1 BRS-0

Es el saldo que resulte de las desviaciones entre el gas efectivamente emitido por los transportistas y las consignas de operación del GTS.

El BRS-0 acumulado deberá mantenerse en todo momento dentro del intervalo acotado por $\pm A$, siendo A función de la capacidad nominal del punto de entrada al sistema:

	Capacidad nominal	
	C. nominal < 750.000 Nm³/h	C. nominal \geq 750.000 Nm³/h
A	20 GWh	40 GWh

3.1.2 BRS-1

Es el saldo que resulte de las operaciones previstas, programadas por el Gestor Técnico del Sistema que responderán a alguno de los siguientes tipos:

1. Las necesarias para respetar los derechos de almacenamiento de los usuarios, conforme al apartado 2.4.2 "Almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte" de la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-02.

Estas operaciones pueden dar lugar a que gas del Almacenamiento para la Operación Comercial de los Gasoductos de Transporte, AOC, se encuentre ubicado temporalmente en tanques de GNL y almacenamientos subterráneos.

El saldo acumulado consecuencia de dichas operaciones responderá al exceso de los derechos de almacenamiento de los usuarios en relación a la capacidad física de la red de transporte en cada momento.

2. Las necesarias para el transporte de gas talón-colchón de las instalaciones. El saldo acumulado consecuencia de estas operaciones responderá a las necesidades de transporte del gas talón y gas colchón desde los puntos de entrega hasta su ubicación definitiva. Estas operaciones pueden dar lugar a que el gas con destino a gas talón o gas colchón esté ubicado temporalmente en el AOC, en tanques de GNL y almacenamientos subterráneos.

3. Operaciones programadas por el GTS para que la actividad de los transportistas tenga el menor efecto posible en las nominaciones:

3.1 Inserción de nuevas posiciones que impliquen limitaciones al flujo o seccionamientos del gasoducto que deriven en producciones diferentes a las programadas. Este valor tenderá a 0 en un tiempo determinado.

3.2 Prueba de instalaciones de transporte/ regasificación/ almacenamiento subterráneo. Tenderá a 0 en un tiempo determinado.

3.3 Mantenimiento de instalaciones de transporte/ regasificación/ almacenamiento subterráneo conforme a la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-8. Este valor tenderá a 0 en un tiempo determinado.

4. Las operaciones necesarias para lograr una ubicación adecuada de las mermas de transporte, o el exceso de las mismas, en cada una de las instalaciones, de acuerdo con lo establecido en la Disposición adicional quinta de la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

5. Otras operaciones programadas por el GTS en aplicación de la normativa en vigor.

El saldo acumulado de estas operaciones tenderá a compensarse por saldos contrarios en un plazo no superior a un mes. En el caso de posibles excesos o déficit de mermas de transporte, este plazo podrá ser mayor.

El GTS deberá efectuar programaciones, nominaciones y renominaciones de forma similar a los usuarios, de acuerdo con las NGTS.

3.1.3 BRS-2

Será el saldo que resulte de las diferencias entre las consignas de operación que realice el GTS para alguno de los puntos de entrada y las cantidades asignadas a los usuarios y al GTS.

Estas consignas de operación se efectuarán con el objetivo de garantizar la seguridad del sistema de acuerdo con los criterios incluidos en el Protocolo de Detalle PD-09 "Cálculo de Rangos admisibles para los valores de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de Operación del Sistema" en las siguientes situaciones:

1. En caso de que el GTS prevea consumos distintos a las nominaciones efectuadas por los usuarios, para mantener el equilibrio de entradas-salidas de la red.

2. En caso de que se produzcan Situaciones de Operación Excepcional (SOE).
3. Las operaciones destinadas a solucionar las congestiones imprevistas.

El saldo acumulado que resulte de estas operaciones tenderá a compensarse por saldos contrarios en un plazo no superior a un mes.

El GTS no programará ni nominará estas operaciones, sino que impartirá consignas de operación diferentes a las nominaciones.

3.2 Cálculo del BRS-0, BRS-1 y BRS-2

El BRS se desagregará en los tres niveles anteriores de forma que se cumpla:

$$\text{BRS} = \sum \text{BRS}_i \quad i=0,1,2$$

BRS-0 = Gas emitido - Consigna de operación del GTS

BRS-1 = Operaciones nominadas por el GTS

BRS-2 = Consigna de operación del GTS - Nominaciones de los usuarios - BRS-1

El responsable del reparto calculará para cada día el BRS y lo desagregará en BRS-0, BRS-1, BRS-2.

El GTS llevará un balance diario y acumulado del BRS, desagregado en BRS-0, BRS-1 y BRS-2 para todos los puntos de entrada.

3.3 Procedimiento de comunicación y publicación

Los transportistas deberán publicar en su página web los Procedimientos de reparto en los puntos de conexión internacional.

La Comisión Nacional de Energía resolverá las discrepancias que puedan presentarse en los puntos de conexión que tengan condiciones particulares en el reparto distintas a las contempladas en el presente protocolo.

Tan pronto como se conozca y con detalle diario, el GTS publicará en su página web el BRS desagregado y para cada punto de entrada, así como la justificación de las operaciones incluidas en el BRS-2.

PD-12

« Logística de cisternas de GNL »

Aprobado en la Resolución de 29 de marzo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la norma de gestión técnica del sistema gasista NGTS-02 «condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista», se establece el protocolo de detalle PD-12 «procedimientos a aplicar a las cisternas de gas natural licuado con destino a plantas satélite» y se modifica el protocolo de detalle PD-01 «medición, calidad y odorización de gas». Publicada en B.O.E el 23 de abril de 2012.

Vigencia inicial: 23 enero 2013 (9 meses desde su publicación en el B.O.E), modificada por la Resolución de 5 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el protocolo de detalle PD-16 «intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre estos y el gestor técnico del sistema», publicada en B.O.E. el 17 de diciembre de 2012: *«Con excepción del apartado relativo a la modificación del Protocolo de Detalle PD-01, que será de aplicación al día siguiente de su publicación, la presente resolución entrará en vigor el 1 de julio de 2013.*

Hasta dicha fecha se considerarán viables por los procesos automáticos del SL-ATR todas las cisternas programadas/nominadas mediante el nuevo sistema, generándose automáticamente un Pedido que incluirá la capacidad solicitada, quedando únicamente limitada la carga de dichas cisternas por la capacidad efectiva del Cargador»

Resolución de 4 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-12 «Procedimientos a aplicar a las cisternas de gas natural licuado con destino a plantas satélite»

Vigencia: 22 de mayo de 2015

1. Objeto

El presente protocolo de detalle tiene como objeto establecer la metodología de coordinación y las obligaciones aplicables a los diferentes sujetos que actúan en el mercado de cisternas de gas natural licuado (GNL) con destino a las plantas satélite, a fin de asegurar la necesaria continuidad, calidad y seguridad del suministro.

A efectos del presente protocolo se distinguen dos tipos de plantas:

- Plantas satélite monocliente que alimentan a un único consumidor final.

- Plantas satélite de distribución que alimentan a una o varias redes de distribución

2. **Ámbito de aplicación**

Este protocolo es de aplicación para todos los agentes del sistema gasista y operaciones descritas en el apartado 2.6.6 de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-02 «Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista». En particular, según se trate de una planta satélite monocliente o de una planta satélite de distribución, será de aplicación lo siguiente:

- Plantas satélite monocliente: En el caso del cliente final que actúa como consumidor directo en mercado, el expedidor será el propio cliente, mientras que en el caso del cliente final suministrado por un comercializador, el expedidor será el comercializador, que podrá delegar en el cliente final la expedición de las cisternas previo acuerdo por escrito. La comunicación de este acuerdo y su cancelación deberá ser realizada previamente al inicio y finalización del suministro al titular de la planta de regasificación.
- Plantas satélite de distribución: Están incluidas en esta categoría las plantas satélite que son titularidad de un distribuidor. En este caso el distribuidor actuará como expedidor

3. **Asignación de plantas satélite a plantas de regasificación**

En el caso de una nueva planta satélite de distribución, el gestor técnico del sistema (GTS), a propuesta del expedidor, designará una de las plantas de regasificación disponibles en el sistema como planta de carga de cisternas, que quedará vinculada, en condiciones normales de operación, a la nueva planta satélite para los envíos de GNL, siendo de forma general la que se encuentre a menor distancia por carretera con independencia de que el usuario tenga o no GNL almacenado en ella.

En los casos especiales de transporte intermodal, estaciones vehiculares de GNL y depósitos fiscales, se asignará la más aconsejable. Además en estos casos, se podrá asignar más de una planta de regasificación.

En el caso de una planta satélite de distribución en servicio a la entrada en vigor del presente protocolo, se le asignará inicialmente la planta de carga utilizada en la actualidad. El GTS, a iniciativa propia o a instancias de otros agentes implicados en la operación de la planta satélite, estudiará y, en su

caso, propondrá la reasignación de la planta de carga bajo el mismo principio aplicado en la asignación de nuevas plantas satélites, y esta se realizará mediante acuerdo de las partes implicadas. La asignación de plantas satélites de distribución a plantas de carga de cisternas estará disponible en el SL-ATR y será publicada en la página web del GTS.

En el caso de plantas satélite monocliente, el consumidor directo en mercado o el comercializador que las suministre comunicará al GTS la planta de regasificación dónde se efectuarán las cargas de cisternas.

En el caso de que la planta de carga asignada a una planta satélite esté fuera de servicio, presente restricciones técnicas o esté inaccesible, el GTS, previa consulta a los cargadores, establecerá una planta de carga alternativa, con independencia de las condiciones contractuales existentes, con el fin de garantizar la continuidad de suministro. Con carácter general se aplicará también el criterio de menor distancia y, con carácter subsidiario el de equilibrio de cargas. En este caso, el titular de la planta satélite deberá enviar al nuevo cargador copia de la documentación a que se refiere el apartado cuatro, siempre que ésta planta de carga no pertenezca al mismo grupo empresarial del cargador original.

El comercializador deberá tener contratada capacidad en la planta de carga asignada a la planta satélite correspondiente.

Los comercializadores que carguen cisternas en una terminal de regasificación deberán disponer de un contrato con el transportista titular de dicha terminal de regasificación.

En el caso de que se programe una cisterna para planta satélite de distribución y alguno de los comercializadores no dispusiera de contrato con la planta cargadora, tanto el distribuidor como el transportista en cuestión avisarán en cuanto tengan conocimiento de esta situación al comercializador sin contrato.

El comercializador deberá solicitar y formalizar un contrato de carga de cisternas con el transportista tan pronto como reciba la comunicación. Tanto el gestor técnico del sistema como el transportista titular de la terminal de regasificación harán las gestiones necesarias para que la formalización de este contrato se realice antes de la carga de la cisterna.

En todo caso, si la situación no se hubiera resuelto antes de la programación semanal, se generarán automáticamente los pedidos para las carga de cisternas compartidas previstas para toda la semana, no pudiendo

considerarse como inviable por este motivo la carga de una cisterna para planta satélite de distribución.

El transportista titular de la instalación no incluirá en esa cisterna ninguna cantidad para el comercializador o comercializadores sin contrato y las cantidades retiradas a cuenta de los clientes por ellos suministrados serán anotadas en la cuenta de BRS gestionada por el GTS. Una vez regularizada la situación contractual entre el transportista y el comercializador, el transportista regularizará las cantidades cargadas inicialmente sobre la cuenta de BRS al comercializador en cuestión tomando como base la información de los coeficientes de reparto proporcionada por el distribuidor.

Estas regularizaciones, se realizarán dentro del mismo mes natural. En todo caso, se considerará que el comercializador sin contrato ha incurrido en situación de desbalance, siéndole de aplicación las penalizaciones por desbalance correspondientes.

4. Documentación a presentar antes de la primera carga.

Antes de la primera entrega de GNL a una nueva planta satélite y como mínimo una semana antes de la primera carga, el titular de la misma debe entregar, a través del comercializador / distribuidor, al cargador la siguiente documentación:

1. Dirección de la planta.
2. Expedidor-nombre, dirección, persona de contacto, teléfonos, NIF.
3. Persona de contacto-nombre y teléfono.
4. Transportista de cisternas.
5. Titularidad de la planta con su NIF.
6. Consumo anual estimado.
7. Uso de gas a efectos fiscales, según lo establecido en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
8. En el caso de comercializador, y en cumplimiento con el Real Decreto 919/2006, el certificado final de obra y pruebas realizadas. Una vez realizados los trámites por el titular de la planta de GNL ante el órgano competente de la Comunidad Autónoma, y en cumplimiento con lo establecido en el PD-12 en su apartado 4, el titular, por medio de su

suministrador, deberá entregar al cargador la Autorización de puesta en servicio.

9. En el caso de distribuidor, acta de puesta en marcha de la instalación y criterio de reparto entre los comercializadores que utilizan la planta satélite.
10. Acreditación de que el nuevo alta corresponde a una estación vehicular de GNL, un depósito fiscal o a cualquier otro uso especial que se haga directamente en GNL.
11. Acreditación del cumplimiento de las condiciones establecidas en el artículo 5 de la Orden IET/2446/2013, para la contratación de capacidad para la carga de cisternas.

5. Transporte de cisternas.

5.1 Costes de transporte en plantas satélite de distribución.

De forma previa al acceso a una planta satélite de distribución por parte de un comercializador, éste deberá suscribir un acuerdo de prestación de servicios con el distribuidor titular de la misma, en el que se establecerán los costes de transporte a repercutir al comercializador.

El modelo de acuerdo de prestación de servicios así como los costes por planta satélite, serán publicados en la página web del distribuidor y se regirán bajo los principios de transparencia, objetividad y no discriminación. El modelo de acuerdo será común para todo el territorio nacional e incluirá, al menos, el procedimiento de reparto de los costes de transporte a cada uno de los comercializadores.

Este modelo deberá ser elaborado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que, tras someterlo a consulta, lo propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación o modificación en un plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente protocolo. Los comercializadores y distribuidores dispondrán de un plazo de treinta días a contar desde la aprobación del contrato para adaptar los contratos en vigor al modelo aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

5.2 Documentación para realizar la carga.

Los cargadores deberán exigir a las compañías transportistas la documentación necesaria para verificar que vehículos, cisternas y conductores cumplen la reglamentación vigente relacionada con la actividad del transporte de mercancías peligrosas por carretera, y que mantienen

vigentes todos los permisos y autorizaciones. Esta documentación deberá estar actualizada antes de realizar una carga.

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

El transportista deberá disponer de un pedido para poder cargar en las plantas de regasificación, según se define en el apartado 2.6.6 de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-02.

6. Procedimiento de programación, nominación y renominación de cisternas.

En relación con las programaciones, nominaciones y renominaciones, se deberá cumplir con lo establecido en las normas de gestión técnica del sistema y sus protocolos de detalle.

En las programaciones deberán incluirse los parámetros comunes a indicar en todo intercambio:

- Fecha de emisión.
- Identificación del sujeto que realiza la programación o nominación.
- Identificación del sujeto a la que va dirigida (cargador).
- Identificación del transportista de cisternas.
- Tipo de programación.
- Instalaciones a las que aplica (plantas satélite).
- Cantidad de gas programado.
- En el caso de que la cisterna tenga como destino más de una planta satélite, porcentaje de reparto en ruta.
- Asignación comercial.

Las programaciones y nominaciones se realizarán por cisternas completas. En el caso de plantas satélite monocliente se hará por comercializador o consumidor directo en mercado, y en el caso de plantas satélite de distribución, por grupo distribuidor, repartiéndose en este caso la energía conforme a lo establecido en la norma de gestión técnica del sistema NGTS-06 «Repartos» y en el protocolo de detalle PD-02 «Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)»

El SL-ATR dispondrá de una asignación comercial predefinida para cada planta satélite, que será mostrada por defecto a la hora de realizar la programación semanal, pudiéndose modificar en el momento de la programación, por otra distinta.

Toda la información introducida para la programación podrá ser consultada en el SL-ATR por parte del agente que la realice y con el mismo desglose.

6.1 Programación anual y mensual.

El contenido y calendario de las programaciones anual y mensual será el establecido en los protocolos de detalle PD-07 y PD-08.

6.2 Programación semanal, nominación y renominación.

6.2.1 Flujo de información para plantas satélite monocliente.

Una vez acordada la programación con los transportistas de cisternas, los comercializadores o el consumidor directo en mercado introducirán en el SL-ATR dicho programa en los plazos establecidos en este protocolo. El cargador analizará las distintas programaciones comunicando la viabilidad o no del programa.

En el día «n-1» o en el propio día de gas, los comercializadores o el consumidor directo en mercado, si fuera necesario, nominarán las cisternas del día «n». El cargador analizará las diferentes nominaciones y a través del SL-ATR asignará un número de Pedido para cada cisterna/destino que considere viable. En caso de que la programación/nominación no fuese viable en su totalidad, el comercializador deberá indicar a qué clientes se les asigna Pedido respecto a la totalidad de cargas solicitadas.

Una vez obtenidos los pedidos, el SL-ATR enviará de manera automática, vía correo electrónico, éstos a una lista de distribución definida por cada usuario a nivel destino, incluyendo al transportista de cisternas para poder realizar la carga.

Cada cargador y en la planta a la que se ha solicitado la carga para el destino, dispondrá de un sistema de gestión de cargas que permita validar el pedido emitido y aceptado, ordenar las cargas a lo largo del día y validar la presencia del conductor para el que requiere la mercancía.

El transportista, para poder cargar, deberá presentar la documentación recogida en el apartado 5.2 de este protocolo.

6.2.2 Flujo de información para plantas satélite de distribución.

El distribuidor, una vez considerada la programación de los comercializadores, introducirá en el SL-ATR dicho programa en los plazos establecidos en este protocolo, e informará del mismo a los transportistas de cisternas. El cargador analizará las distintas programaciones comunicando la viabilidad o no del programa.

En el día «n-1», los distribuidores, ante nominaciones de salida de la planta satélite de los comercializadores que modifiquen las programaciones iniciales o ante la detección por sus propios medios de la necesidad de modificar dichas programaciones para mantener la continuidad de suministro, nominarán las cisternas del día «n».

El cargador analizará las diferentes programaciones/nominaciones de los distribuidores y a través del SL-ATR asignará un número de pedido para cada cisterna/destino.

En el caso de la programación semanal, se generarán automáticamente los pedidos para las cargas de cisternas previstas para toda la semana, dado que todas las cisternas programadas se consideran viables.

En aquellos casos que se tenga que ampliar algún pedido de la programación semanal, el distribuidor realizará la nominación o renominación teniendo igualmente una asignación automática del Número de pedido.

Una vez obtenidos los pedidos, en periodo de nominación/renominación, el SL-ATR enviará de manera automática, vía correo electrónico, éstos a una lista de distribución definida por cada usuario a nivel de planta satélite.

Cada Cargador y en la planta a la que se ha solicitado la carga para el destino, dispondrá de un sistema de gestión de cargas que permita validar el Pedido emitido y aceptado, ordenar las cargas a lo largo del día y validar la presencia del conductor para el que requiere la mercancía.

El transportista de cisternas, para poder cargar, deberá presentar la documentación recogida en el apartado 5.2 de este protocolo.

Los pedidos podrán ser consultados para un determinado periodo y extraer en formato Excel.

6.2.3 Programación semanal.

El contenido y calendario de la programación semanal será el establecido en los protocolos de detalle PD-07 y PD-08, e incluirá:

- Número de cisternas a cargar por día y planta de regasificación.
- Los kWh/día-planta de regasificación.
- Los destinos correspondientes (planta satélite) con su asignación comercial.
- Prioridad.
- Asignación comercial para cada comercializador, para cada una de las cisternas.
- Porcentaje de reparto por planta satélite para descargas multidestino.

Por su parte, la hora límite para la confirmación de esta programación por parte del operador de transporte se establece en las 12:00 horas del viernes, momento en el cual se generarán los códigos de pedido correspondientes a la semana.

Toda la información introducida en el SL-ATR se podrá consultar en el mismo con el nivel de desglose existente.

El SL-ATR dispondrá de una asignación comercial predefinida para cada planta satélite, que será mostrará por defecto a la hora de realizar la programación semanal, pudiéndose modificar en el momento de la programación, por otra distinta.

La programación semanal, se podrá consultar por día, periodo o programación semanal del periodo actual, incluyendo todas las plantas de carga. Dicha consulta se podrá extraer a formato Excel.

6.2.4 Nominación y renominación.

Las nominaciones se realizarán en el día «n-1».

En el caso de no existir una nominación, se considerará como tal la cantidad y destinos programados y respondidos como viables en la programación semanal.

La hora límite para el envío de nominaciones por parte de los comercializadores al operador de transporte se establece en las 12:00 horas.

Por su parte, la hora límite para la confirmación de estas nominaciones por parte del operador de transporte se establece en las 14:00 horas, momento en el cual se generarán los códigos de pedido correspondientes al día n.

En cuanto a plantas satélite monocliente, en caso de que la nominación implique que un comercializador o un consumidor directo en mercado

excedieran su capacidad total contratada, el titular de dicha planta la ejecutará siempre que exista capacidad disponible y en función de las prioridades definidas por el comercializador o consumidor directo en mercado.

Toda la información introducida en el SL-ATR se podrá consultar en el mismo, con el nivel de detalle existente.

Los ajustes de la nominación por temas contractuales se podrán introducir en el SL-ATR una vez abierto el periodo de renominaciones del día «n-1».

La hora límite para el envío de renominaciones del día «n-1» por parte de los comercializadores al operador de transporte se establece en las 17:00 horas.

Por su parte, la hora límite para la confirmación de estas renominaciones por parte del operador de transporte se establece en las 18:00 horas, momento en el cual se generarán los códigos de pedido correspondientes al día n.

En el caso de que fueran varios comercializadores y/o consumidores directos en mercado los que nominaran por encima del contrato en una planta de carga y el número de cisternas/día de todas las nominaciones superaran las posibilidades de carga de la planta, los cargadores procederán a asignar el número de cisternas y el reparto de las mismas en función de la capacidad contratada por cada comercializador y/o consumidor directo en mercado.

Por cuestiones operativas de la demanda, bien el comercializador o el consumidor directo en mercado, bien el distribuidor, según se trate de una planta satélite monocliente o una planta satélite de distribución, respectivamente, podrá solicitar, dentro del plazo establecido, una renominación enviada el día «n», referida al propio día «n». Cada cargador y vía SL-ATR, previo análisis de la solicitud, dará viabilidad a las modificaciones solicitadas en el día «n» de las cargas nominadas.

Debido a la existencia de este periodo de renominación, las nominaciones de comercializadores y consumidores directos en mercado que aun superando el número de cisternas contratadas fueran viables en el día «n-1», podrán pasar a ser no viables si en el periodo de renominación se supera la capacidad de carga de una planta.

La hora límite para el envío de renominaciones del día «n» por parte de los comercializadores al operador de transporte se establece en las 10:00 horas.

Por su parte, la hora límite para la confirmación de estas renominaciones por parte del operador de transporte se establece en las 11:00 horas, momento en el cual se generarán los códigos de pedido correspondientes a dicho día.

Si la renominación consiste en cambios del destino de pedidos viables, éstos son viables automáticamente.

El SL-ATR en el momento de la nominación o renominación mostrará la asignación comercial introducida en la programación semanal o nominación para cada planta satélite, pudiéndose modificar en ese momento, por otra distinta.

Las nominaciones de la programación semanal, se podrá consultar por día y/o periodo y/o programación semanal del periodo actual, incluyendo todas las plantas de carga. Dicha consulta se podrá extraer a formato Excel.

6.2.5 Anulación de pedidos.

Por cuestiones operativas o de demanda, bien el cargador, bien el comercializador o el consumidor directo en mercado, bien el distribuidor, según se trate de una planta satélite monocliente o una planta satélite de distribución, respectivamente, podrá anular, dentro de los plazos establecidos, un pedido correspondiente a la programación semanal, nominación o renominación ya enviada al SL-ATR.

El SL-ATR enviará de manera automática, vía correo electrónico, la comunicación de anulación del pedido a una lista de distribución definida por cada usuario a nivel de planta satélite.

7. Procedimiento de repartos.

La cantidad real cargada tanto para destinos monoclientes como plantas satélites se repartirá completamente con el criterio de reparto establecido en el pedido con el que se realizó la carga. Esta cantidad pasará a formar parte del balance comercial de cada comercializador en cada planta.

En el caso de plantas satélite de distribución, se asignará a cada comercializador el reparto provisional indicado por el expedidor en el momento de la asignación de la carga.

El SL-ATR facilitara el cambio de una asignación comercial predefinida, mostrando por defecto la existente a la hora de realizar la programación semanal.

Para el envío de regularizaciones, las distribuidoras enviarán al cargador la siguiente información:

- Mes de regularización.

- Planta satélite de destino.
- Comercializador.
- Cantidad.

La cantidad a enviar deberá ser el reparto definitivo por planta satélite y comercializador. Con estas cantidades, y los repartos provisionales comunicados en el momento de carga, se calcularán los ajustes por comercializador. Dichas regularizaciones deberán cumplir las siguientes condiciones:

- La suma algebraica de las regularizaciones debe ser cero.
- Ninguna regularización puede conducir a una emisión neta de cisternas de un comercializador negativa.

Si esto se produjera, se procederá a rechazar dicha regularización y se comunicará al expedidor para su rectificación.

8. Facturación.

De cara a la facturación de los servicios de carga de cisternas, se utilizarán las cantidades siguientes:

- En el caso de destinos monocliente la cantidad cargada se imputará proporcionalmente entre las capacidades de los distintos contratos en vigor en dicho día, salvo que en la solicitud se indique un contrato específico al que imputar dicha cisterna.
- En el caso de plantas satélites de distribución la cantidad irá repartida según los porcentajes indicados en la nominación por el distribuidor o los que por defecto se carguen en los destinos. Estas cantidades se asignarán al contrato indicado por el comercializador o al de mayor duración si no indican lo contrario.

9. Procedimiento de comunicación sobre mantenimientos e incidencias.

En el programa anual de mantenimiento deberán incluirse las operaciones de mantenimiento programadas de los cargaderos de cisternas, recogiendo todos los requisitos establecidos en el apartado 8.2 de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-08 «Plan de mantenimiento».

Para el caso de mantenimientos correctivos (contingencias de fuerza mayor), el cargador comunicará de inmediato la incidencia, pudiéndose dar los siguientes casos:

1. El mantenimiento correctivo sólo afecta a la capacidad de la planta: En estos casos la nueva capacidad de carga de la planta se repartirá en función de la capacidad contratada por cada usuario.
2. El mantenimiento correctivo supone un riesgo para la garantía del suministro: En este caso se seguirán las prioridades de suministro establecidas en el apartado 10.8.1 de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-10 «Operación del sistema en situación excepcional».

En caso de indisponibilidad del cargadero de cisternas, que suponga una reducción en la capacidad nominal de la planta, se dará viabilidad en función de la capacidad contratada por comercializador y teniendo en cuenta la prioridad de las cisternas.

En el caso de indisponibilidad sobrevenida fuera de los calendarios de respuesta de viabilidad del día D, los comercializadores y distribuidores harán los mayores esfuerzos para atender las cisternas de su responsabilidad, desviando cisternas a otras plantas de carga. De cara a los días siguientes, y si fuera necesario en función de las indisponibilidades, el GTS dará las instrucciones operativas precisas a los titulares de las plantas para reorganizar temporalmente el proceso de cargas, coordinando las capacidades disponibles, a fin de asegurar el suministro a los clientes protegidos.

En cualquier caso, los comercializadores afectados por los desvíos de cisternas, regularizarán su situación de balance, en las plantas de carga afectadas, en base a la información facilitada por los propios agentes.

10. Gestión de reclamaciones.

Los usuarios podrán presentar reclamaciones a este proceso en su globalidad, desde la contratación hasta su facturación y pago correspondiente.

Todos los envíos de información relacionada se realizarán a través del SL-ATR de forma que se pueda efectuar un seguimiento adecuado de las reclamaciones presentadas.

La reclamación se enviará al SL-ATR, y contendrá el concepto que el usuario solicita revisar y el motivo por el que se solicita, adjuntando toda la información complementaria que permita el análisis y soporte de la misma.

11. Información disponible

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

- Fecha.
- Planta de carga.
- Hora de carga.
- Empresa comercializadora o consumidor directo en mercado / empresa distribuidora.
- Número de albarán.
- Destino de la cisterna (en el caso de descarga multidespacho, informará de todos los destinos y su porcentaje de reparto).
- Transportista cisterna GNL.
- kg. Asignados a la carga.
- Energía (kWh) asignada a la carga.
- Energía asignada (kWh por comercializador o consumidor directo en mercado).
- PCS (kWh/kg).
- Estatus: provisional o definitivo.

Esta información estará en el sistema en los plazos establecidos en las normas de gestión técnica del sistema (NGTS) y sus protocolos de detalle.

Asimismo estará disponible en el SL-ATR un inventario de plantas satélite de distribución.

PD-13

« Asignación de fechas de descarga de buques en plantas de regasificación »

Aprobado en la Resolución de 29 de marzo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el protocolo de detalle PD-13 «Asignación de fechas de descarga de buques en plantas de regasificación» y se modifica la norma de gestión técnica del sistema NGTS-03 «Programaciones» y el protocolo de detalle PD-07 «Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte».». Publicada en B.O.E el 24 de abril de 2012.

Vigencia: 25 de abril de 2012

1. Objeto

El presente protocolo de detalle desarrolla los procesos de asignación de fechas de descarga a los buques programados por los usuarios en las plantas de regasificación del Sistema.

2. Ámbito de aplicación

Este protocolo es de aplicación a todos los usuarios que utilicen las instalaciones de descarga de buques metaneros de las plantas de regasificación del Sistema, a los titulares de las mismas y al Gestor Técnico del Sistema (GTS).

3. Definiciones

3.1 Tipos de buques.

A efectos de este protocolo, para la asignación de fechas de descarga de buques en la programación anual se utilizará la siguiente clasificación de buques en función de su capacidad:

Clasificación	Volumen (m³ GNL)	Energía que se considerará a descargar por cada buque programado (GWh)
XXL (extra grande)	$V > 216.000$	1.660
XL (grande)	$150.000 < V \leq 216.000$	1.500
L (grande)	$75.000 < V \leq 150.000$	900
M (mediano)	$40.000 < V \leq 75.000$	485
S (pequeño)	$V \leq 40.000$	220

3.2 Tramo de demanda.

El tramo de demanda se referirá a la clasificación de la demanda total a atender por los usuarios de las plantas de regasificación que se suministren desde estas instalaciones, a efectos de establecer prioridades de asignación de fechas de descarga de buques en la programación anual. Dicha demanda se clasificará en dos grupos: Tramo 1 y Tramo 2.

En cualquier caso, la demanda prevista por el conjunto de los usuarios para el año programado «n» no será superior a un margen de desviación razonable con relación a la demanda del sistema prevista por el GTS para ese mismo año, de acuerdo con lo establecido en el Protocolo de Detalle PD-08 «Programaciones y Nominaciones de Consumos en Redes de Distribución». Si la demanda prevista por los usuarios fuese superior al límite establecido, se procederá a ajustar la misma según el procedimiento definido en dicho protocolo.

3.2.1 Tramo 1 de demanda.

El Tramo 1 (T1) de un usuario correspondiente al año «n» programado se calculará según la siguiente ecuación:

$$T1 = DC + DE + \Delta DC + \Delta DE + I + SGOT + STUR - E + S + A$$

Siendo:

- DC: Demanda convencional real del año móvil anterior (definido como los doce meses anteriores al mes límite para el envío de la programación

anual a los titulares de las plantas) elaborada con datos del balance mensual. Se tomarán balances cerrados siempre que estén disponibles y en su defecto, el mejor balance provisional disponible. No se incluirá la demanda suministrada a partir del gas procedente de las subastas incluidas en los términos STUR y SGOT.

- DE: Demanda eléctrica correspondiente a centrales térmicas de ciclo combinado (CTCC). Para su cálculo se considerará un factor de utilización anual promedio del sistema para el año «n» programado (FC_n), que se aplicará a cada usuario en función de su factor de carga del año móvil anterior de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FCi_n = FCi_{móvil} * \frac{FC_n}{FC_{móvil}}$$

Donde:

- FCi_n : factor de carga del usuario «i», previsto en el año «n».
- $FCi_{móvil}$: factor de carga del usuario «i» en el año móvil anterior. Para el cálculo de este factor de carga no se considerarán aquellas CTCC que en el año móvil anterior hayan estado en pruebas.
- FC_n : factor de carga medio del sistema previsto para el año «n».
- $FC_{móvil}$: factor de carga medio del sistema en el año móvil anterior.

El GTS determinará y publicará en su página web la metodología empleada para el cálculo de FC_n , $FC_{móvil}$ y $FCi_{móvil}$. Aplicando dicha metodología el GTS calculará y publicará anualmente en su página web los valores de FC_n , y $FC_{móvil}$.

Asimismo, calculará el valor de FCi_n de acuerdo con la fórmula expuesta y comunicará a cada usuario el valor que le corresponde.

- ΔDC : Nueva demanda convencional demostrada de nuevos clientes individuales contratados de consumo anual superior a 50 GWh/año para el año «n». Esta demanda estará descontada, en caso de que el cliente hubiera sido suministrado el año anterior por otro comercializador, de la declaración de éste. Ambos usuarios informarán convenientemente a los titulares de infraestructuras y al GTS aportando la Carta de Conformidad del Cliente al cambio de suministrador. Si no existiera tal documento este consumo pasaría a ser considerado de Tramo 2.

- Δ DE: Nueva demanda eléctrica de nuevos ciclos combinados en operación en el año «n». Esta demanda estará descontada, en caso de que el ciclo hubiera sido suministrado el año anterior por otro comercializador, de la declaración de éste. Ambos usuarios informarán convenientemente a los titulares de infraestructuras y al GTS aportando la Carta de Conformidad del Cliente al cambio de suministrador, cuando corresponda. Si no existiera tal documento este consumo pasaría a ser considerado de Tramo 2.

Para el cálculo de esta nueva demanda eléctrica se aplicará lo establecido para el cálculo de «DE». Para aquellos usuarios que no tuvieran en el año móvil anterior consumos correspondientes a CTCC se usará el factor de carga medio del sistema.

En el caso de nuevos ciclos con puesta en operación en el año «n», para el cálculo de la demanda asociada, en caso de no existir ninguna información objetiva justificada por un tercero, se utilizarán los datos de potencia instalada y fecha de inicio previsto, publicados por la Comisión Nacional de Energía, en sus informes relativos a la demanda de energía eléctrica y su cobertura.

- I: Saldo de las operaciones mayoristas cerradas con otros usuarios del Sistema para el año «n», definido como las ventas realizadas por el usuario para el que se calcula la demanda menos sus compras. En el caso de que un usuario (Comercializador 1) sea el que contabiliza la demanda (convencional o eléctrica) y sea otro usuario (Comercializador 2) el que descargue el GNL en la planta de regasificación, ambos informarán convenientemente a los titulares de infraestructuras y al GTS de a qué Comercializador 1 ó 2 debe asignarse la fecha de descarga correspondiente a la demanda del Comercializador 1 en función del acuerdo comercial entre ellos alcanzado.
- SGOT: Gas destinado a la operación y nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, almacenamiento y regasificación a suministrar en el año de programación «n». Esta cantidad solamente se tendrá en cuenta para aquellos casos en los que la entrega tenga lugar dentro del sistema gasista español.
- E: Entradas asignadas al usuario por conexiones internacionales y yacimientos subterráneos en el año de programación «n».

- S: Salidas asignadas al usuario por conexiones internacionales y plantas de regasificación en el año de programación «n».
- STUR: Gas adjudicado en la subasta para el suministro a tarifa de último recurso a suministrar en el año programado «n». Este dato lo contabilizará únicamente el adjudicatario de la subasta y se tendrá en cuenta solamente para el período adjudicado.
- A: Saldo neto de las obligaciones de mantenimiento de existencias estratégicas y operativas en vigor en el año programado «n» (calculado como existencias finales menos iniciales).

3.2.2 Tramo 2 de demanda.

El Tramo 2 de demanda de un usuario en el año programado «n» incluirá el crecimiento de la demanda, de las exportaciones y del gas almacenado en el año «n», así como las operaciones mayoristas, que no hayan sido previamente consideradas en la determinación del Tramo 1 de demanda.

3.2.3 Procedimiento de asignación de demanda

El Gestor Técnico del Sistema (GTS) publicará antes del 15 de septiembre de cada año, el perfil de demanda global para el año siguiente, (con sus escenarios mínimo, medio y máximo), calculado según el protocolo de detalle PD-03 «Predicción de demanda» y desglosado por clientes suministrados a presiones inferiores a 4 bar y superiores a 4 bar.

Una vez recibida la programación, se procederá como se indica a continuación:

1. Se establece un margen de admisión para el perfil de la demanda convencional, de forma que:
 - a. Si el perfil anual del agregado de programaciones de los usuarios para el año A+1 (a programar) del mercado convencional está entre el perfil anual de la demanda media programada por el GTS +/- 2 % de la misma, se considerarán las programaciones enviadas sin ajustar.
 - b. Si alguno de los meses referentes a esta programación agregada anual no está en torno a la demanda media mensual publicada por el GTS (es decir, con un margen de +/- 2%), habrá que proceder a repartir los excesos o defectos de programación entre los usuarios para cada uno de los meses en cuestión.

2. Se establece un margen de admisión para el perfil de la demanda del sector eléctrico, de modo que:

a. Si el perfil anual del agregado de programaciones de los usuarios para el año A+1 (a programar) del mercado eléctrico está entre el perfil anual de la demanda media programada por el GTS +/- 7,5 % de la misma, se considerarán las programaciones enviadas sin ajustar.

b. Si alguno de los meses referentes a esta programación agregada anual no está entorno a la demanda media mensual publicada por el GTS (es decir, con un margen de +/- 7,5 %), habrá que proceder a repartir los excesos o defectos de programación entre los usuarios para cada uno de los meses en cuestión.

3. Para repartir los excesos o defectos, el GTS deberá analizar el programa de cada usuario: a. Se estudiará el crecimiento o decrecimiento de cada usuario en el año en curso. b. Se convocará una reunión para aclaración del programa, a los usuarios que se salen de las tendencias de crecimiento o decrecimiento esperadas a priori.

4. Los excesos o defectos se repartirán para cada uno de los meses del año programado, respetando la demanda programada por los usuarios para los clientes industriales y ajustando la demanda de mercado doméstico (proporcionalmente a los clientes suministrados a presiones inferiores a 4bar), de forma que se ajuste a la demanda total publicada por el GTS.

5. Con base en la demanda asignada a cada usuario, el GTS establecerá el programa anual de cada uno de ellos.

4. Asignación de fechas de descarga de buques en la programación anual de plantas de regasificación

4.1 Condicionantes.

Los usuarios realizarán una distribución lo más homogénea posible de las descargas programadas en cada mes.

A la hora de asignar las fechas de descarga de buques en la Programación Anual, los titulares de las plantas de regasificación y el GTS tendrán en cuenta las siguientes condiciones:

a) La cantidad total anual/mensual a descargar en una planta por el conjunto de los usuarios no podrá ser superior a la suma de las capacidades máximas anuales/mensuales de emisión y de carga de cisternas y una estimación razonable de la carga de buques. El cálculo de estas capacidades se realizará según el Protocolo de Detalle PD-09 «Cálculo de Rangos Admisibles para los Valores de las Variables Básicas de Control dentro de los Rangos Normales de Operación del Sistema».

b) La cantidad máxima anual/mensual a descargar por un usuario en una planta de regasificación no podrá ser superior a la capacidad anual/mensual contratada en dicha planta por ese usuario, corregida por las operaciones mayoristas realizadas en la planta.

c) La cantidad anual total a descargar programada por cada usuario en el conjunto de las plantas del Sistema será igual o inferior a la suma del Tramo 1 y el Tramo 2 de su demanda para el año programado.

d) La cantidad mensual máxima a descargar por un usuario (QM) en el conjunto de las plantas de regasificación cumplirá la siguiente ecuación:

$$QM \leq D_i - E_i + S_i + A_i + I_i + F_i$$

Donde:

- D_i : Demanda del usuario «i» en el mes «M» del año programado, que incluirá la demanda convencional y eléctrica y la demanda asociada a las subastas para el suministro a tarifa de último recurso y para la adquisición del gas de operación, gas talón y gas colchón (en los casos en los que la entrega de este gas tenga lugar dentro del sistema gasista español).
- E_i : Entradas asignadas al usuario «i» por conexiones internacionales y yacimientos en el mes «M» del año programado.
- S_i : Salidas asignadas al usuario «i» por conexiones internacionales y plantas de regasificación en el mes «M» del año programado.
- A_i : Saldo neto del almacenamiento subterráneo, definido como inyección menos extracción, asignado al usuario «i» en el mes «M» del año programado.
- I_i : Saldo de las operaciones mayoristas cerradas con otros usuarios del Sistema, definido como ventas menos compras, realizadas por el usuario «i» en el mes «M» del año programado.

- F_i : Flexibilidad logística asignada al usuario «i» para el total de las plantas del sistema. Este parámetro que para el total del año móvil debe ser lo más próximo a 0, se define para cada mes como la mayor de las dos cantidades siguientes: 3 días de la capacidad de regasificación diaria contratada en el conjunto de las plantas para el mes en cuestión o 450 GWh.

Para la definición de A_i se tendrán en cuenta los siguientes condicionantes:

1. Si no se conoce la capacidad de almacenamiento contratada por el usuario para el año programado «n», se utilizará la del año «n-1»

2. Cada mes se tomará como punto de partida las existencias finales calculadas del mes anterior.

3. Se considerarán para cada usuario las siguientes limitaciones a la capacidad mensual de extracción (L_{ext}) y de inyección (L_{iny}), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$L_{ext} = CTE \times 0,8 \times n.^{\circ} \text{ días/mes} \times \% \text{ Volumen operativo asignado usuario.}$

$L_{iny} = CTI \times 0,8 \times n.^{\circ} \text{ días/mes} \times \% \text{ Volumen operativo asignado usuario.}$

Siendo:

- CTE: Capacidad técnica de extracción diaria publicada por el GTS.
- CTI: Capacidad técnica de inyección diaria publicada por el GTS.
- % Volumen operativo asignado usuario:

$$\frac{(\text{Capacidad de almacenamiento total} - \text{Capacidad de almacenamiento estratégico}) \text{ usuario}}{(\text{Capacidad de almacenamiento total} - \text{Capacidad de almacenamiento estratégico}) \text{ total}}$$

e) El número máximo de fechas de descarga admisible en una planta de regasificación para un mes determinado será función de las capacidades de dicha planta.

4.2 Proceso de asignación de fechas de descarga en la Programación Anual.

El GTS determinará y publicará la demanda del año programado «n» que corresponde al Tramo 1 y al Tramo 2 para el total del sistema. Asimismo, calculará la demanda del año programado «n» que corresponde al Tramo 1 y al Tramo 2 de cada usuario, teniendo en cuenta la información de la programación anual de demanda de los usuarios y lo establecido en los

apartados 3 y 4.1 de este protocolo, y se lo comunicará a los usuarios y a los titulares de las plantas afectadas.

Con la información facilitada por el GTS y las programaciones de los usuarios, los titulares de las plantas de regasificación procederán a asignar las fechas de descarga de buques en sus instalaciones, teniendo en cuenta los condicionantes establecidos en el apartado 4.1, y de acuerdo con el procedimiento descrito a continuación.

Se asignará en primer lugar y para todos los usuarios las fechas de descarga de los buques asociados al Tramo 1 de demanda para el año «n». Se podrán mover las fechas de descarga solicitadas un día (adelantándolo o retrasándolo), con el fin de reducir coincidencias de fechas solicitadas, previa consulta con los afectados. Una vez finalizado el proceso, se comunicará a cada usuario la información de la asignación provisional que le corresponde y se publicará el programa de descarga de cada planta.

A partir del día de su publicación, los usuarios dispondrán de un plazo de siete días naturales para proponer modificaciones a las fechas de descarga coincidentes previstas para los buques asignados mediante acuerdos bilaterales entre usuarios, que comunicarán al titular de la planta de regasificación y al GTS.

Una vez agotado el plazo y en el caso en que haya dos o más buques que tengan previsto descargar en una misma fecha y en una misma planta sin que los usuarios hayan llegado a un acuerdo, se reservará una/s fecha/s de descarga en la/s fecha/s inmediatamente anterior/es o posterior/es a la inicialmente solicitada por los buques coincidentes. En dicha/s fecha/s quedará/n ubicado/s el/los buque/s que finalmente deba/n desplazarse, hasta la fecha de envío de la programación mensual que dentro del mes M-3 incluya la fecha en conflicto. Si llegado ese momento la coincidencia persiste se procederá según el apartado 7.

Una vez realizada la asignación de fechas de descarga de buques asociados al Tramo 1 (y teniendo en cuenta las reservas para fechas de descarga coincidentes), se procederá a asignar las fechas de descarga de buques asociados al Tramo 2. En caso de que coincida la fecha programada de un buque del Tramo 2 con la fecha asignada para un buque del Tramo 1 se modificará la fecha del buque de Tramo 2 a la más próxima disponible. En caso de que haya dos o más buques del Tramo 2 con fechas de descarga coincidentes se reservará una/s fecha/s de descarga en la/s fecha/s inmediatamente anterior/es o posterior/es a la inicialmente solicitada por los

buques coincidentes. En dicha/s fecha/s quedará/n ubicado/s el/los buque/s que finalmente deba/n desplazarse, hasta la fecha de envío de la programación mensual que dentro del mes M-3 incluya la fecha en conflicto. Si llegado ese momento la coincidencia persiste se procederá según el apartado 7.

Realizado lo anterior, se dispondrá de la Programación Anual de descarga de buques con fechas tentativas de descarga. Los titulares de la planta de regasificación comunicarán la respuesta de viabilidad a los usuarios de dicha planta y al GTS. Una vez recibida la información de los titulares de la planta, el GTS analizará las programaciones y su impacto en el conjunto del sistema, dará respuesta de viabilidad y publicará la Programación Anual definitiva.

Las fechas tentativas de descarga y el orden cronológico establecido serán utilizados como referencia para la asignación de fechas de descarga programadas en la Programación Mensual, donde se tendrá en cuenta que el usuario cumpla con las NGTS, en particular con las limitaciones al nivel de existencias de GNL en planta que estuvieran en vigor.

4.3 Actualización del Programa Anual.

Considerando como fechas límite el 15 de enero y el 15 de julio, los usuarios que descarguen buques en las plantas de regasificación del sistema, podrán remitir una revisión de la Programación Anual que afecta al resto del año en curso.

Una vez recibidas el conjunto de las revisiones de usuarios que hayan decidido modificar su programa anual se procederá a actualizar la Programación Anual inicial resultante del proceso de asignación de fechas de descarga tentativas.

Si como resultado de la actualización existieran fechas de descarga coincidentes se dará prioridad de descarga a aquellos buques asignados al Tramo 1 cuya fecha prevista de descarga no haya sido modificada en la revisión semestral de la Programación Anual existente. Si la coincidencia es procedente de revisiones de fechas de descarga tentativa por parte de todos los usuarios y ambos buques tienen consideración de Tramo 1 o Tramo 2 (se mantiene la prioridad de descarga de los buques considerados de Tramo 1 sobre los considerados de Tramo 2), se abrirá un proceso de información y resolución de fechas coincidentes similar al del proceso de elaboración de la Programación Anual inicial.

Independientemente de lo anterior, los usuarios podrán proponer actualizaciones puntuales de su Programación. Estas serán publicadas siempre que no supongan modificaciones sustanciales al programa anual global y no tengan impacto negativo sobre las fechas programadas por terceros.

5. Asignación de fechas de descarga de buques en el horizonte trimestral

Los usuarios enviarán la Programación Mensual correspondiente a los tres meses siguientes con el detalle indicado en el PD-07 «Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte» y en las fechas establecidas en el mismo.

Para el análisis de la viabilidad de la Programación Mensual se utilizará la siguiente información de referencia:

1. La Programación Mensual vinculante realizada el mes anterior.
2. Las fechas de descarga establecidas en la Programación Anual, para el análisis de los períodos donde no exista una asignación de fechas de descarga vinculantes resultado de la Programación Mensual anterior.

5.1 Primer mes del horizonte trimestral.

Se respetará la última programación de descarga de buques vinculante incluida en la Programación Mensual anterior, manteniendo las fechas de descarga asignadas siempre y cuando los niveles máximos esperados de la planta permitan dicha descarga. En caso contrario, se asignará la primera fecha posterior a la asignada que sea compatible con la viabilidad física de cada planta.

A continuación, y para aquellas fechas que no hayan sido ya asignadas en la programación vinculante de cada planta, se analizarán las fechas de descarga solicitadas por los usuarios en el mes M-1 de la nueva Programación Mensual, examinándose el cumplimiento de los siguientes criterios y por el orden en que se citan, para la priorización de las descargas:

1. El usuario no debe superar las existencias medias de GNL máximas permitidas en el conjunto de las plantas de regasificación para cada período del año.
2. El usuario no debe superar los 5 días de almacenamiento de existencias de GNL en tanques en el conjunto de las plantas de regasificación.

3. El usuario no debe superar los 5 días de almacenamiento de existencias de GNL en tanques en cada planta de regasificación.

4. Si no se cumple lo anterior y se ven afectadas las descargas siguientes, se asignará como fecha de descarga programada la primera fecha disponible de cumplimiento de las limitaciones al nivel de existencias de GNL en planta que estuvieran en vigor. En caso de fechas coincidentes se respetará la prioridad de descarga establecida en la última programación vinculante disponible.

Posteriormente, se analizará la viabilidad del transporte, de acuerdo con el Protocolo de Detalle PD-09 «Cálculo de Rangos Admisibles para los Valores de las Variables Básicas de Control dentro de los Rangos Normales de Operación del Sistema» y considerando las entradas mínimas y máximas por cada conexión.

Una vez considerado si es necesario realizar algún desvío, de acuerdo con la normativa vigente, el GTS comunicará a los titulares de las plantas el cumplimiento de los criterios de priorización de las descargas por parte de cada usuario, con objeto de que se realice la asignación de las fechas de descarga para el primer mes, que tendrán la consideración de vinculantes según lo establecido en la NGTS-03 «Programaciones» y en el PD-07 «Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte», una vez que el GTS haya dado respuesta de viabilidad.

5.2 Segundo y tercer mes del horizonte trimestral.

Una vez establecida la programación de descargas del primer mes, se procederá a asignar las fechas de descarga del segundo y tercer mes, que tendrán la consideración de vinculantes según lo establecido en la NGTS-03 «Programaciones» y en el PD-07 «Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte».

Los criterios de asignación serán los utilizados en el apartado 5.1.

6. Asignación de fechas de descarga de buques en la gestión intermensual

Para la asignación de fechas de descarga de buques en caso de peticiones de modificación de los programas vinculantes, se utilizarán los mismos criterios establecidos en el apartado 5.1, ya sean estas peticiones de cambio de fecha de descarga o bien solicitudes de nuevas fechas de descarga, y previa justificación del usuario de la necesidad de dichas modificaciones. Las

modificaciones solicitadas, tendrán como condicionante no afectar a descargas de terceros y deberán contar con la viabilidad del titular de la planta de regasificación y del GTS.

7. Reglas para la asignación de prioridades en solicitudes de descarga de buques con fechas coincidentes

Para asignar prioridades de descarga, en el caso de que haya dos o más buques programados en la misma fecha en la misma planta y los usuarios no hayan llegado a un acuerdo sobre la modificación de este programa, se seguirá lo indicado a continuación.

El GTS mantendrá una lista ordenada alfabéticamente de todos los usuarios. Esta lista se reordenará anualmente mediante un sorteo en el que se establecerá la letra a partir de la cual queda definido el orden de prioridad de descarga, de modo que figurarán en los primeros puestos de dicha lista aquellos usuarios cuya denominación social comience por la letra que hubiera resultado del sorteo, siguiendo el resto de usuarios según orden alfabético.

En el caso de una coincidencia de fechas, se asignará prioridad de descarga al usuario que esté en primer lugar de la lista; y una vez asignada, dicho usuario pasará al último lugar. Y así sucesivamente.

PD-14

« Criterios de definición del grado de saturación de las estaciones de regulación y medida y estaciones de medida y procedimiento de realización de propuestas de actuación »

Aprobado en Resolución de 30 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el protocolo de detalle PD-14 «Criterios de definición del grado de saturación de las Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida y Procedimiento de realización de propuestas de actuación» y se modifica el protocolo de detalle PD-10 «Cálculo de la capacidad de las instalaciones»..Publicada en B.O.E el 28 de mayo de 2012.

Vigencia: 29 de mayo de 2012

1. Objeto

Este protocolo de detalle tiene por objeto determinar los criterios para determinar si una Estación de Regulación y Medida (ERM) / Estación de Medida (EM) del sistema de transporte está saturada en su capacidad de regulación o de medida. También tiene como objeto establecer el procedimiento para proponer actuaciones de adecuación técnica a las mismas.

2. Capacidad de ERM/EM

El cálculo de la capacidad se debe realizar de acuerdo con el Protocolo de Detalle PD-10 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS).

3. Definición de los criterios de saturación de ERM/EM.

3.1 Período de evaluación

Con carácter general, el período durante el cual se ha de evaluar el estado de saturación de las ERM/EM corresponderá con el período invernal, considerando como tal el comprendido entre el día 1 de noviembre del año anterior y el 31 de marzo del año en curso, ambos inclusive, equivalente a 3.624 horas de muestreo (3.648 horas en año bisiesto).

En aquellos casos en que se prevea que la punta de consumo pueda producirse en otro período del año, se estudiará especialmente ese período.

3.2 Tramos de caudales horarios para determinar el grado de saturación.

Los caudales horarios se clasifican como:

- Caudal máximo horario ($Q_{\text{máx}}$): valor máximo de los caudales medios horarios que han existido en la ERM/EM durante el período de evaluación.
- Caudal durante 80 horas ($Q_{80 \text{ horas}}$): valor mínimo de los caudales medios horarios registrados durante las 80 horas de mayor consumo del período de evaluación, expresado en porcentaje de la capacidad máxima. (Las 80 horas corresponden a horas laborables de días laborables de una semana: 16 horas laborables/día*5 días/semana*1 semana = 80 horas).
- Caudal durante 160 horas ($Q_{160 \text{ horas}}$): valor mínimo de los caudales medios horarios registrados durante las 160 horas de mayor consumo del período de evaluación, expresado en % de la capacidad máxima. (Las 160 horas corresponden a horas laborables de días laborables de dos semanas: 16 horas laborables/día*5 días/semana*2 semanas = 160 horas).
- Caudal medio (Q_{medio}): media de los caudales medios horarios que han existido en la ERM/EM durante el período de evaluación.

3.3 Determinación del grado de saturación

Se establecen los siguientes grados de saturación de ERM/EM:

- Grado 3 (G3-Alerta).
- Grado 2 (G2-Precaución).
- Grado 1 (G1-Vigilar).

Dichos grados de saturación de ERM/EM se definen de acuerdo a los caudales horarios calculados previamente, de modo que una ERM/EM se incluirá en alguno de los grados anteriores cuando se verifique que se cumplen las condiciones que se establecen en la siguiente tabla:

Grado de saturación	Condiciones		
	$Q_{m\acute{a}x} > \text{Capacidad nominal}$	$Q_{80 \text{ horas}} > 90\% \text{ Capacidad nominal}$	$Q_{160 \text{ horas}} > 85\% \text{ Capacidad nominal}$
G3 Alerta	√	√	√
	√	√	
G2 Precaución	√		√
		√	√
G1 Vigilar		√	
			√

4. Definición de las acciones a realizar.

4.1 Actuaciones a realizar en caso de ERM/EM saturadas

Las acciones a realizar, en el caso de que sean viables, serán:

- Retimbrado de líneas.
- Sustitución de los contadores.
- Ampliación/sustitución de los reguladores.
- Ampliación con una línea adicional.
- Instalación de una nueva ERM/EM.

La instalación de una nueva ERM/EM tendrá en cuenta alguna de las siguientes posibilidades:

- Sustituir la ERM/EM antigua por otra en el mismo emplazamiento.
- Construcción de una nueva ERM/EM en un emplazamiento contiguo al antiguo.
- Construcción de una nueva ERM/EM que pueda ser punto alternativo de suministro a la red conectada.

4.2 Análisis del estado actual de saturación de ERM/EM

Cada transportista elaborará anualmente según los criterios establecidos en este Protocolo, un estudio sobre el estado actual de saturación de sus ERM/EM, indicando el grado de saturación.

4.3 Análisis del estado futuro de saturación de ERM/EM

Para todas las conexiones con redes existentes el transportista titular de la instalación solicitará anualmente al titular interconectado (transportista o distribuidor) las previsiones de crecimiento de la red aguas abajo de la estación para los dos años siguientes.

Antes del 15 de junio de cada año, las empresas distribuidoras y transportistas enviarán las previsiones de demanda en sus redes. Todos los titulares de instalaciones conectadas en cascada enviarán la información al titular de la ERM/EM aguas arriba.

Estas previsiones deberán incluir la demanda media y la demanda punta horarias previstas para cada uno de los dos próximos períodos invernales, junto a su justificación, que distinguirá entre la demanda contratada para dichos períodos y la demanda que se prevé contratar.

Asimismo, el distribuidor podrá suministrar información adicional sobre las redes que considere oportunas.

El transportista, con la información recibida por parte del otro titular interconectado de los nuevos niveles de demanda máxima y media, determinará anualmente el grado de saturación futuro previsto de las ERM/EM.

En las ERM/EM de conexión entre transportistas se tendrá en consideración la evolución de las capacidades previstas en la Planificación Obligatoria.

4.4 Informe de propuestas de adecuación de ERM/EM

Antes del 30 de julio de cada año y de acuerdo con los apartados anteriores, cada transportista enviará al Gestor Técnico del Sistema (GTS), un informe de propuestas de adecuación de ERM/EM, que incluirá, al menos, los aspectos siguientes:

- Estado actual de saturación de la ERM/EM incluyendo $Q_{\text{máx}}$, $Q_{80 \text{ horas}}$ y $Q_{160 \text{ horas}}$
- Información sobre la demanda actual, incluyendo la demanda media y la demanda punta horarias durante el período invernal precedente, y las

previsiones de incremento para los dos próximos períodos invernales, en las redes conectadas a las ERM/EM en que fuera necesario realizar adecuaciones.

- Estado previsto de saturación de ERM/EM en los dos años siguientes, incluyendo $Q_{\text{máx}}$, $Q_{80 \text{ horas}}$ y $Q_{160 \text{ horas}}$, y distinguiendo entre la demanda contratada y la que se prevé contratar.
- Propuesta de acciones a realizar, con su valoración económica (modificaciones, ampliaciones, nuevas instalaciones).

En dicho informe de propuestas de adecuación de ERM/EM se incluirán cumplimentadas las tablas 1.1, 1.2 y 1.3 incluidas en el anejo. Cuando fuera necesario, el GTS actualizará los formatos de dichas tablas, y se los remitirá a transportistas y distribuidores con la suficiente antelación para su cumplimentación.

Como criterio general, siempre se incluirán propuestas de acciones a realizar en las ERM/EM cuyo estado previsto de saturación en alguno de los dos años siguientes fuera de GRADO 3. Además, se incluirán propuestas para las ERM/EM que durante dos años consecutivos hayan sido incluidas en el informe anual con estado de saturación previsto Grado 2. También se incluirán propuestas para las ERM/EM que durante tres años consecutivos hayan sido incluidas en el informe anual con estado de saturación previsto Grado 1.

Asimismo, como criterio general, entre las actuaciones posibles sobre una ERM/EM existente que se encuentre saturada, siempre se propondrá la opción más económica siempre que sea técnicamente posible, salvo que aspectos de vulnerabilidad de la red de distribución conectada aconsejen un punto alternativo de suministro.

La propuesta de acciones a realizar deberá ser suficiente para atender el incremento de la demanda previsto en dicha red para los próximos cinco años.

El GTS podrá solicitar, en el caso de que lo considere necesario, información adicional al transportista o distribuidor y, a su vez, el transportista/distribuidor podrá aportar la información adicional que considere oportuna y de modo confidencial directamente al GTS.

Con el conjunto de los datos recibidos por parte de los transportistas, el GTS elaborará un informe final, que incluirá tanto las propuestas de adecuación

técnicas y su estimación económica, como una valoración acerca de la idoneidad de las mismas. Dicho informe se remitirá a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 30 de septiembre de cada año.

ANEJO

Solicitud actuación en ERM/EM

Posición: XX

Nombre: XXX

Ubicación: Gasoducto XXXX

Tabla 1.1. Descripción de la instalación/actuación propuesta	Actual	Propuesta (año n+1)	Propuesta (año n+2)	Propuesta (año n+3)	Propuesta (año n+4)
Tipo contador instalado	✓	✓	✓		
Tipo regulador instalado	✓	✓	✓		
Nº líneas (incluida reserva)	✓	✓	✓		
Máxima capacidad de medida (Nm ³ /h)	✓	✓	✓		
Máxima capacidad de regulación (Nm ³ /h)	✓	✓	✓		
Nueva ERM por saturación (Si / No)		✓	✓		

■ opcional

Tabla 1.2. Información Demanda contratada de la posición XX	Actual	Año n+1	Año n+2	Año n+3	Año n+4
Q _{máx} (Nm ³ /h)	✓	✓	✓		
Q _{80h} (Nm ³ /h)	✓	✓	✓		
Q _{160h} (Nm ³ /h)	✓	✓	✓		
Grado de saturación sin ampliación	✓	✓	✓		

■ opcional

Tabla 1.3. Información Demanda prevista de la posición XX (incluida la contratada)	Año n+1	Año n+2
Q _{máx} (Nm ³ /h)	✓	✓
Q _{80h} (Nm ³ /h)	✓	✓
Q _{160h} (Nm ³ /h)	✓	✓
Grado de saturación sin ampliación	✓	✓

PD-16

« Intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre estos y el Gestor Técnico del Sistema »

Aprobado en Resolución de 5 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el protocolo de detalle PD-16 «intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre estos y el gestor técnico del sistema. («B.O.E.» 17 de diciembre de 2012).

Vigencia: 18 de diciembre de 2012

1. Objeto

El objeto de este protocolo es determinar las señales operativas que deben intercambiar los titulares de instalaciones del Sistema Gasista, así como las señales requeridas por el Gestor Técnico del Sistema (GTS) para la supervisión y gestión de la red de transporte.

Asimismo se establecen los protocolos de comunicación, tanto para el envío y recepción de dichas señales entre los centros de control de los operadores de las instalaciones, como entre éstos y el GTS.

2. Puntos del sistema en los que deben facilitarse señales básicas de operación (SBO)

Para garantizar la continuidad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de interconexión que se indican a continuación, los responsables de la medida pondrán a disposición del titular de las instalaciones gasistas a las que se conecten los equipos de medición, las señales básicas de operación (SBO) que se detallan en este protocolo.

- Puntos de conexión con almacenamientos subterráneos (PCA).
- Puntos de conexión con yacimientos nacionales (PCY).
- Puntos de conexión con gasoductos o yacimientos internacionales (PCI).
- Puntos de conexión con plantas de regasificación (PCPR).

- Puntos de conexión con centrales de ciclo combinado y líneas directas (PCLD).
- Puntos de conexión entre instalaciones de transporte (PCTT).
- Puntos de conexión entre instalaciones de transporte y distribución (PCTD).
- Puntos de conexión entre instalaciones de distribución (PCDD).

A efectos de dar traslado de la medida al GTS, será responsable de la medida el gestor de esa instalación gasista.

Adicionalmente y para realizar sus funciones de supervisión y gestión, los titulares de las instalaciones gasistas pondrán a disposición del GTS las señales que se determinan en este protocolo.

2.1 Criterios para determinar si en un punto del sistema deben facilitarse SBO.

2.1.1 Entre titulares de instalaciones interconectadas:

Los titulares de las instalaciones gasistas que sean responsables de la medida, o que reciban de otro agente las SBO, deberán poner a disposición de los otros titulares de las instalaciones gasistas interconectadas a sus redes, las SBO en los puntos indicados en el apartado anterior que sean de aplicación.

No obstante, quedan exentos de facilitarse las SBO en aquellos puntos que reúnan las siguientes características:

1. No dispongan de telemedida actualmente.
2. No dispongan de las infraestructuras necesarias para el envío de información al centro de control de la empresa distribuidora (alimentación eléctrica, cobertura GPRS, GSM, etc.).

2.1.2 Entre titulares de instalaciones y el Gestor Técnico del Sistema:

Los titulares de las instalaciones gasistas que sean responsables de la medida, o que reciban de otro agente las SBO cuando dicho agente no sea operador de instalaciones gasistas, deberán poner a disposición del GTS las SBO en todos los puntos indicados en el apartado 2, salvo en los PCDD.

En el caso de gasoductos que no pertenezcan a la red troncal del sistema de transporte y que dispongan de señales en el PCTT a la entrada del mismo, resultará suficiente el valor del PCTD más alejado de dicha entrada.

3. Responsabilidad de los titulares de las instalaciones

3.1 Respecto a la propia generación de las SBO en campo:

La responsabilidad de la entrega de las SBO será del responsable de la medida donde se generen las señales.

3.2 Respecto a la transmisión de las SBO entre centros de control: La responsabilidad de la transmisión de la información será del centro de control emisor de la misma, a excepción de la línea de comunicación que será responsabilidad del centro de control que la haya contratado.

4. Sistemas de comunicación entre los centros de control de los titulares de instalaciones y entre éstos y el gestor técnico del sistema

El protocolo de comunicación para el intercambio de información entre los centros de control de los titulares de las instalaciones y entre éstos y el GTS será el ICCP (IEC-60870-6-503. TASE 2). Los bloques a implementar de este protocolo serán los denominados 1, 2, 3 y 9.

De acuerdo con el protocolo ICCP mencionado, se podrá admitir el intercambio de información por el mecanismo de excepción, establecido en el apartado 1.4 del mismo.

La periodicidad de intercambio de información será como máximo igual que la frecuencia de recepción de la información de las señales en el centro de control emisor.

La línea de comunicación punto a punto deberá ser contratada por aquel centro de control que reciba el mayor número de señales (en modo cliente dentro del protocolo).

Aquellos sistemas de adquisición de datos que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor del presente protocolo de detalle podrán seguir siendo utilizados, de forma que la migración de los actuales protocolos de comunicación utilizados hacia el ICCP se realizará a medida que los operadores sustituyan sus actuales sistemas de adquisición de datos. Mientras tanto, se mantendrá la operativa existente y los acuerdos entre los operadores interconectados.

5. Requisitos de los centros de control de los titulares de las instalaciones

Los centros de control de los operadores de las instalaciones deben cumplir los siguientes requisitos:

1. Estarán conectados entre ellos y con el GTS a través de líneas dedicadas punto a punto y/o cualquier otra tecnología de comunicación que garantice la redundancia de la transmisión de la información, tales como VPN («Virtual Private Network»), con un ancho de banda que garantice el correcto intercambio de información (valor mínimo típico de 256 kbps), cuando esté disponible la utilización del protocolo ICCP.
2. Estarán dotados de la infraestructura técnica y los recursos humanos necesarios para garantizar el funcionamiento 24 h/día todos los días del año y disponer de información de las instalaciones bajo su control, enviando esta información a los centros de control interconectados y al GTS. Cada centro será responsable de la seguridad y dispondrá de las medidas necesarias para garantizar la no intrusión, la privacidad y la fiabilidad en las comunicaciones.
3. Dispondrán de un sistema SCADA en funcionamiento 24x7 que cubra el fallo simple de un equipo o función, de manera que su disponibilidad anual sea la estándar de este tipo de Sistemas de misión crítica.

6. Procedimiento de interconexión entre centros de control

El procedimiento a seguir para la conexión entre los centros de control es el siguiente:

1. El centro de control receptor (cliente) procederá a solicitar la conexión al centro de control emisor (servidor).
2. Se procederá por ambos centros, a comprobar el cumplimiento de los requisitos técnicos previamente especificados para el intercambio de información con ICCP.
3. Se establecerá un protocolo inicial de pruebas de conexión en ambos sentidos. Los errores detectados en las pruebas deberán ser corregidos antes de repetir las mismas.
4. Una vez comprobado el correcto funcionamiento de la comunicación y del protocolo ICCP, se realizarán pruebas operativas.

5. Si la operativa es correcta, el centro de control receptor (cliente) dará por habilitada la conexión mediante una comunicación por escrito al centro de control emisor (servidor).

Los centros de control harán los mayores esfuerzos para que las conexiones estén habilitadas en el plazo máximo de un mes a partir de la fecha de solicitud de conexión, siempre y cuando éstos dispongan de un SCADA que admita el Protocolo ICCP.

7. Señales básicas de operación

Las señales básicas a intercambiar entre los titulares de las instalaciones interconectadas, así como entre éstos y el GTS, son las siguientes:

1. De los equipos de medida instalados en las interconexiones:
 - Presión de entrega (bar/bara).
 - Caudal (m³/h en condiciones de referencia) para cada sentido de flujo.
 - Volumen diario acumulado (m³ en condiciones de referencia) para cada sentido de flujo.
 - Sentido de flujo.
2. De los equipos de análisis de gas instalados en redes de transporte:
 - Variables de calidad de gas (PCS, densidad relativa, H₂ y CO₂).
 - Contenido de odorizante (mg/m³ de THT en condiciones de referencia).

Y aquellas otras que se acuerden entre las partes.

8. Indisponibilidad de señales

Los responsables de la generación y/o transmisión de las señales colaborarán con el objetivo de que la disponibilidad de las mismas en el cómputo anual sea máxima.

Los responsables mencionados deberán disponer de los recursos humanos y materiales necesarios para subsanar el 95 % de los fallos de las señales teledadas en un plazo inferior a las 72 horas, salvo en el caso de que haya línea de reserva.

En el caso de que haya una indisponibilidad de señales en el centro de control receptor durante un tiempo prolongado, sin que puedan realizarse medidas

correctoras por parte del centro de control emisor, este último propondrá el envío temporal de la información correspondiente por otros medios.

PD-17

« Provisión de información sobre el balance del gas en las redes de transporte »

Aprobado en Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el protocolo de detalle PD-17 «Provisión de información sobre el balance del gas en las redes de transporte». («B.O.E.» 31 de diciembre de 2015).

Vigencia: 1 de junio de 2016

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

1. Objeto

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

2. Entidad encargada de las previsiones

El Gestor Técnico del Sistema será el encargado de proporcionar a los usuarios la mejor información disponible que exista en relación con su balance, antes del día de gas, durante el día de gas y después del día de gas.

Toda la información respecto al balance de los usuarios se proporcionará a través del Sistema Logístico de Acceso a Terceros a la Red (SL-ATR) del Gestor Técnico del Sistema.

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

3. Ámbito de aplicación

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

Por tanto, este protocolo es de aplicación a:

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

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

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

- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector, a través del SL-ATR, los coeficientes de temperatura de las zonas climáticas correspondientes al día de gas «d+1», según el algoritmo de cálculo establecido en el protocolo de detalle PD-02, con la mejor previsión de temperaturas enviadas por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).
- Antes de las 10:00h, el GTS pondrá a disposición del sector la previsión de demanda global del Sistema para el día de gas «d+1».
- Antes de las 12:00h, los distribuidores enviarán, al SL-ATR, la previsión de demanda, en kWh/día, para el día de gas «d+1», con desglose de consumo telemedido y no telemedido, de los consumidores suministrados en sus redes, por usuario y punto de conexión transporte-distribución (PCTD) o punto de conexión distribución-distribución (PCDD). El algoritmo de cálculo de esta previsión será el definido en el protocolo de detalle PD-02. Igualmente, antes de las 12h, los transportistas enviarán al SL-ATR, la previsión de demanda de sus salidas por punto de conexión por línea directa (PCLD) para el día «d+1» por usuario.
- Antes de las 13:00h, el GTS pondrá a disposición del sector una actualización de la previsión de demanda global del sistema para el día de gas «d+1».

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

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

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

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

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

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

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

a) La estimación actualizada de la demanda no telemedida de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh/día, para el total del día de gas «d» por usuario y punto de conexión (PCTD y PCDD). El algoritmo de cálculo de la previsión en distribución será el vigente según lo definido en el protocolo de detalle PD-02.

La información de estimación de los consumos no telemedidos será facilitada con el mismo nivel de desagregación (no telemedido Tipo 1 con peaje 3.4, no telemedido Tipo 1 con peaje distinto al peaje 3.4 y Tipo 2) que el reparto diario provisional.

b) El consumo telemedido de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulado 5 horas), de aquellas salidas con telemedida desglosada por usuario y punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD).

Adicionalmente, se facilitará un desglose de esta información por código universal de punto de suministro (CUPS). En el caso de no disponer de la telemida, el distribuidor o transportista enviarán un valor de sustitución, empleando el algoritmo de cálculo vigente según lo definido en el PD-02 indicando, en cada caso, que dicho valor es estimado. Dado que el citado protocolo PD-02 define la metodología para el cálculo de las estimaciones con carácter diario, el valor de sustitución se calculará mediante prorrateo lineal de las horas acumuladas. En los casos en que esta información se disponga por código universal del punto de suministro (CUPS), se facilitará así desglosada al SL-ATR. En el caso de no disponer de la telemida, el distribuidor o transportista enviarán un valor de sustitución, empleando el algoritmo de cálculo vigente según lo definido en el PD-02 indicando que dicho valor es estimado. Dado que el citado protocolo PD-02 define la metodología para el cálculo de las estimaciones con carácter diario, el valor de sustitución se calculará mediante prorrateo lineal de las horas acumuladas.

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

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

a) La estimación actualizada de la demanda no telemida de los consumidores suministrados, en kWh/día, para el total del día de gas «d» para cada usuario desglosada por punto de conexión (PCTD y PCDD). La información de estimación de los consumos no telemidos será facilitada con el mismo nivel de desagregación (no telemido Tipo 1 con peaje 3.4, no telemido Tipo 1 con peaje distinto al peaje 3.4 y Tipo 2) que el reparto diario provisional.

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

c) El consumo total telemido, en kWh, acumulado desde el inicio del día de gas «d» hasta las 11:00h del propio día de gas (acumulado 5 horas) de las

salidas con teled medida por punto de conexión (PCTD, PCDD y PCLD), distinguiendo entre el consumo real y el estimado.

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

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

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

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

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

a) La estimación actualizada de la demanda no teled medida de los consumidores suministrados en sus redes, en kWh/día, para el total del día de gas «d» por usuario y punto de conexión (PCTD y PCDD). El algoritmo de cálculo de la previsión en distribución será el vigente según lo definido en el protocolo de detalle PD-02. La información de estimación de los consumos no teled medidos será facilitada con el mismo nivel de desagregación (no teled medido Tipo 1 con peaje 3.4, no teled medido Tipo 1 con peaje distinto al peaje 3.4 y Tipo 2) que el reparto diario provisional.

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

protocolo PD-02 define la metodología para el cálculo de las estimaciones con carácter diario, el valor de sustitución se calculará mediante prorrateo lineal de las horas acumuladas.

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

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

a) La estimación actualizada de la demanda no teled medida de los consumidores suministrados, en kWh/día, para el total del día de gas «d» para cada usuario desglosada por punto de conexión (PCTD y PCDD). La información de estimación de los consumos no teled medidos será facilitada con el mismo nivel de desagregación (no teled medido Tipo 1 con peaje 3.4, no teled medido Tipo 1 con peaje distinto al peaje 3.4 y Tipo 2) que el reparto diario provisional.

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

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

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

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

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

6. Indicadores

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

ANEXO: PD-17

« Provisión de información sobre el balance del gas en las redes de transporte»: Indicadores de calidad y de cumplimiento de los tiempos de comunicación de la información.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.1 Indicadores de emisión.

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

- La emisión informada en el envío de las 13:30 h es superior a la emisión informada en el envío de las 20:30 h o,
- La emisión informada en el envío de las 20:30 h es superior a la emisión diaria informada en el proceso de reparto diario provisional «d+1».

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

2.2 Indicadores de consumos.

2.2.1 Consumos no teledidos.

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

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

- AH0b: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledada del usuario para el día «d» informada por el distribuidor a través del SL-ATR antes de las 13:30 h en el día «d» para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la demanda no teledada del usuario informada por el distribuidor en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.
- AH0c: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledada del usuario para el día «d» informada por el distribuidor a través del SL-ATR antes de las 20:30 h en el día «d» para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la demanda no teledada del usuario informada por el distribuidor en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.
- AH1a: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledada del usuario para el día «d» informada por el distribuidor a través del SL-ATR en el día «d-1» para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la demanda no teledada del usuario informada por el distribuidor en el proceso de repartos finales provisionales «m+3» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.
- AH1b: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledada del usuario para el día «d» informada por el distribuidor a través del SL-ATR antes de las 13:30 h en el día «d» para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la demanda no teledada del usuario informada por el distribuidor en el proceso de repartos finales provisionales «m+3» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.
- AH1c: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda no teledada del usuario para el día «d» informada por el distribuidor a través del SL-ATR antes de las 20:30 h del día «d» para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la demanda no teledada del usuario informada por el distribuidor en el proceso de repartos diarios finales provisionales definitivos «m+3» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

2.2.2 Consumos teledados.

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

- AHD: desviación diaria existente entre la demanda de consumo teledado estimada del usuario para el día «d» informada por el distribuidor a través del SL-ATR en el día «d-1» para el conjunto de sus PCTDs y PCDDs, y la

demanda telemedida del usuario informada por el distribuidor en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de sus PCTDs y PCDDs.

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

- AHT: desviación diaria existente entre la demanda de consumo telemedido estimada del usuario para el día «d» informada por el transportista a través del SL-ATR en el día «d-1» para el conjunto de sus PCLDs y la demanda telemedida del usuario informada por el transportista en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de sus PCLDs.

Asimismo, los transportistas y gestores de red informarán a los usuarios afectados y al GTS de aquellos casos en los que el valor del consumo telemedido acumulado para el día de gas «d» en los envíos de las 13:30 h o las 20:30 h de alguno de sus PCLDs proceda de un dato estimado.

2.2.3 Consumo total.

Para cada usuario se calcularán los siguientes indicadores:

- AT0a: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día «d» informada por los distribuidores y transportistas a través del SL-ATR en el día «d-1» para el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs, y la demanda total del usuario informada por los distribuidores y transportistas en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.
- AT0b: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día «d» informada por los distribuidores y transportistas a través del SL-ATR antes de las 13:30 h en el día «d» para el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs, y la demanda total del usuario informada por los distribuidores y transportistas en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.
- AT0c: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día «d» informada por los distribuidores y transportistas a través del SL-ATR antes de las 20:30 h en el día «d» para el conjunto de PCTDs y PCDDs, y PCLDs y la demanda total del usuario informada por los distribuidores y transportistas en el proceso de repartos provisionales «d+1» en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.
- AT1a: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día «d» informada por los distribuidores y transportistas a través del SL-ATR en el día «d-1» para el conjunto de PCTDs, PCDDs y

PCLDs, y la demanda total del usuario informada por los distribuidores y transportistas en el proceso de repartos finales provisionales «m+3» en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.

- AT1b: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día «d» informada por los distribuidores y transportistas a través del SL-ATR antes de las 13.30 h en el día «d» para el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs, y la demanda total del usuario informada por los distribuidores y transportistas en el proceso de repartos finales provisionales «m+3» en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.
- AT1c: desviación diaria existente entre la estimación de la demanda total del usuario para el día «d» informada por los distribuidores y transportistas a través del SL-ATR antes de las 20:30 h en el día «d» para el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs, y la demanda total del usuario informada por los distribuidores y transportistas en el proceso de repartos finales provisionales «m+3» en el conjunto de PCTDs, PCDDs y PCLDs.

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

El Gestor Técnico del Sistema, una vez se encuentre disponible la información necesaria, será el responsable del cálculo y publicación en el SL-ATR (con carácter anual en el caso de indicadores de plazo y con carácter diario y mensual en el caso de indicadores de calidad) de los indicadores definidos en este anexo para el conjunto de transportistas, gestores de red y distribuidores, y facilitará a cada operador y cada usuario el detalle de su información individualizada.

Durante el mes de mayo de cada año y a partir de la información anterior, el Gestor Técnico del Sistema elaborará un informe anual sobre los valores de los indicadores calculados para el año natural anterior. Los transportistas, gestores de red y distribuidores recibirán exclusivamente la sección del informe que les concierna, mientras que la totalidad del informe será enviada a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Asimismo, se facilitará a los usuarios de la red de transporte las conclusiones alcanzadas en dicho informe, así como los datos empleados en el mismo de manera agregada.

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

PD-18

« Parámetros técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) por el Gestor Técnico del Sistema »

Aprobado en Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el protocolo de detalle PD-18 «Parámetros técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) por el Gestor Técnico del Sistema». («B.O.E.» 30 de septiembre de 2016).

Vigencia: 1 de octubre de 2016

1. Objeto

El objeto de este protocolo de detalle es definir los valores y metodología de cálculo de los parámetros de la red de transporte necesarios para identificar su estado de operación, para gestionar el balance operativo de la red y para la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) por el parte del Gestor Técnico del Sistema (GTS).

2. Ámbito de aplicación.

Este protocolo es de aplicación al GTS, que será responsable de calcular los valores concretos de los parámetros y variables técnicas que determinan la operación normal de la red de transporte y de realizar acciones de balance en el PVB para mantener la red dentro de los rangos de operación normal.

3. Nivel de existencias en la red de transporte

El indicador que resume el equilibrio de presiones en los puntos de la red de transporte y, por tanto, su estado operativo, será el nivel de existencias en la red. Para gestionar el nivel entre entradas y salidas en la red de transporte dentro del margen de las presiones mínimas de garantía que marcan las normas de gestión técnica del sistema en todos los puntos de conexión y la presión máxima de diseño en los gasoductos se identificarán los límites del

nivel de existencias en la red de transporte dentro de los cuales se opera la red en situación normal, sin afectar a los flujos de entradas y salidas del sistema y sin poner en riesgo la seguridad de suministro.

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

a) Límite Máximo Admisible (LMaxA): Es el volumen de existencias por encima del cual existe una sobrepresión en un área de la red que puede limitar e incluso impedir el flujo de entrada de gas en algún punto de acceso al sistema. Este límite será calculado por el GTS mediante el análisis de simulaciones hidráulicas de escenarios de baja demanda y altas presiones en la red. El GTS dará acceso a la información y parámetros utilizados en las simulaciones con objeto de que los cálculos sean replicables por cualquiera que lo solicite.

b) Límite Mínimo Admisible (LMinA): Es el volumen de existencias por debajo del cual se puede producir un incumplimiento de las presiones mínimas de garantía establecidas en las normas de gestión técnica del sistema. Este límite será calculado por el GTS mediante el análisis de simulaciones hidráulicas de escenarios de alta demanda y bajas presiones en la red. El GTS dará acceso a la información y parámetros utilizados en las simulaciones con objeto de que los cálculos sean replicables por cualquiera que lo solicite.

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

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

$$LMaxOp = LMaxA - BVD.$$

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

$$LMinOp = LMinA + BVD.$$

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

4. Bandas de existencias en la red de transporte.

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

- a) Banda de Indiferencia de existencias (BI): Cuando el nivel de existencias se encuentre en este nivel, el GTS no realizará ninguna acción de balance.
- b) Banda de Vigilancia de existencias (BV): Cuando el nivel de existencias se encuentre dentro de los límites de la banda BV, el GTS podrá realizar las operaciones de balance necesarias para evitar que las existencias alcancen la banda BA o para llevar el nivel de existencias al nivel de la banda BI. En caso de actuar, el GTS deberá considerar los siguientes parámetros:
 - Nivel actual de existencias.
 - Previsión de la evolución futura del nivel de existencias.
 - Liquidez y nivel de precios del Mercado Organizado de gas.
- c) Banda de Alerta de existencias (BA): Cuando el nivel de existencias se encuentre dentro de este rango, el GTS deberá realizar obligatoriamente las operaciones balance necesarias para conducir de nuevo el nivel de existencias de la red de transporte a las bandas BI o BV.

5. Valor de referencia del nivel de existencias en la red de transporte

El Valor de Referencia de las existencias de la red de transporte (VR) es el valor del nivel de existencias que se sitúa en el punto medio de la banda BN y será la referencia que utilizará el GTS en su gestión continua de la operación del sistema.

6. Publicación del desbalance agregado previsto

El GTS publicará el volumen de gas disponible en la red de transporte al principio de cada día de gas y el volumen que se prevé va a estar disponible al final. El volumen de gas que se prevé va a estar disponible al final del día de gas se actualizará cada hora durante todo ese día. Adicionalmente, cuando el GTS necesite realizar ofertas de compra-venta de gas en el PVB en el mercado organizado, lo comunicará al sector al menos con una hora de antelación mediante publicación en su página web y en la página web del mercado organizado.

7. Cálculo de los parámetros.

De conformidad con los principios y reglas señalados en el presente protocolo, el GTS, tras consulta pública, desarrollará un procedimiento de cálculo de los parámetros definidos en el mismo. Dicho procedimiento será publicado en su página web, incluyendo la memoria justificativa del mismo. Adicionalmente, remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el procedimiento y la memoria justificativa, junto con toda la información empleada para el desarrollo del citado procedimiento.

El procedimiento será revisado cada dos años, y si fuera necesario, modificado por el mismo procedimiento anterior, para reflejar de forma más ajustada la capacidad de almacenamiento de la red de transporte que permite una operación normal.

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

- a) Dos veces al año, una vez finalizado el periodo invernal/estival, de forma que se puedan emplear los datos de patrones históricos de demanda correspondientes al último periodo correspondiente, así como las previsiones de los patrones de demanda para la siguiente campaña invernal/estival. Los nuevos valores entrarán en vigor el 1 de abril y el 1 de octubre de cada año.
- b) Cada vez que se vaya a realizar la conexión de infraestructuras a la red de transporte que supongan un incremento de al menos un 2% de la capacidad de almacenamiento de la red.

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

Además, cada vez que el GTS actualice los parámetros, enviará un informe técnico justificativo a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, incluyendo toda la información que da soporte a las actualizaciones, y en particular, los datos empleados en las simulaciones realizadas y los escenarios de flujos de gas e instalaciones de transporte utilizados.