

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

6002 *ORDEN ITC/962/2006, de 13 de marzo, por la que se modifica la Orden ECO/180/2003, de 22 de enero, sobre cobertura por cuenta del Estado de los riesgos derivados del comercio exterior, de las inversiones exteriores y de las transacciones económicas con el exterior.*

La Directiva 98/29/CE del Consejo de 7 de mayo de 1998 relativa a la armonización de las principales disposiciones sobre el seguro de crédito a la exportación para operaciones con cobertura a medio y largo plazo estableció los principios comunes de los sistemas públicos del seguro con función de apoyo a la política comercial internacional de los Estados miembros. Dicha Directiva tuvo transposición parcial a nuestro ordenamiento a través del Real Decreto 1327/1999, de 31 de julio, adaptando la cobertura por cuenta del Estado del riesgo de crédito en las modalidades de crédito comprador y crédito suministrador así como del riesgo de resolución de contrato en las operaciones de bienes y servicios españoles cuya duración fuera igual o superior a dos años. Tanto la Directiva 98/29/CE como el texto del articulado del Real Decreto 1327/1999 han recogido expresamente la posibilidad de efectuar las coberturas correspondientes respecto al pago de los contratos o sus financiaciones en cualquier divisa, atendiendo a la moneda pactada en el contrato base de la operación.

Las divisas susceptibles de contratación de Seguro de crédito a la Exportación por cuenta del Estado quedaron limitadas, sin embargo, conforme el apartado Tercero de la Orden Ministerial ECO 180/2003, de 22 de enero, al euro o a aquellas divisas admitidas a cotización oficial por el Banco Central Europeo.

Dicha concepción limitativa en la determinación de las monedas de cobertura se ha manifestado como poco eficiente e inadecuada para promover la obtención de financiación de la adquisición de los bienes y servicios españoles en los propios países de destino de nuestra exportación, resultando más favorable para tales importadores en su calidad de destinatarios de dicha financiación, atender sus obligaciones de pago en su propia moneda, o en cualquier otra que, siendo de libre acceso y pactada entre las partes, sea fungible y pueda servir de unidad de cambio, circunstancias a las que el Seguro de Crédito a la Exportación por cuenta del Estado debe acomodarse, actualizando su régimen de cobertura.

De conformidad con lo anterior, y dado que la consideración de la moneda de contratación de seguro de crédito resulta plenamente compatible con las disposiciones de los Tratados, y con los principios comunitarios armonizadores del seguro de crédito a la exportación por cuenta del Estado, en uso de las facultades atribuidas conforme a la Ley 10/1970, de 4 de julio, y del Decreto 3138/1971, de 22 de diciembre, dispongo:

Primero. *Modificación de la Orden ECO/180/2003, de 22 de enero, sobre cobertura por cuenta del Estado de los riesgos derivados del comercio exterior, de las inversiones exteriores y de las transacciones económicas con el exterior.*—El apartado tercero de la Orden ECO/180/2003, de 22 de enero, en el que se establece la unidad monetaria de la contratación del Seguro de Crédito a la Exportación por Cuenta del Estado, se sustituye por el siguiente texto:

La cobertura de los riesgos que la «Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación Sociedad Anónima, Cía. de Seguros y Reaseguros» asegura en nombre propio y por cuenta del Estado

podrá contratarse en cualquier moneda admitida a cotización oficial por el Banco Central Europeo. Previa autorización expresa de la Secretaría de Estado de Turismo y Comercio se podrá aceptar la cobertura en monedas no admitidas a cotización oficial por el Banco Central Europeo, siempre que éstas sean de libre acceso, fungibles y puedan servir de unidad de cambio.

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

Madrid, 13 de marzo de 2006

MONTILLA AGUILERA

6003 *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.

En cumplimiento de lo anterior, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictó 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 que se insertan como Anejo a continuación.

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».

Madrid, 13 de marzo de 2006.—El Director General, Jorge Sanz Oliva.

ANEJO

PROTOCOLOS DE DETALLE

- PD-01. Medición.
- PD-02. Procedimientos de reparto.
- PD-03. Predicción de la demanda.
- PD-04. Mecanismos de comunicación.
- PD-05. Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros.
- PD-06. Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros

Protocolo de detalle PD-01

Medición

Con el fin de desarrollar la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista número 5, se establecen los siguientes conceptos y procedimientos relacionados con la medición del gas natural.

1. Factor de corrección de volumen.—Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores, m³, a la unidad de medida establecida en las tarifas, kWh, y teniendo en cuenta que el valor energético del gas natural se entenderá referido al poder calorífico superior (P.C.S.) medido en condiciones normales de presión y temperatura, considerando como tales (1,01325 bar y 273,15 K), el procedimiento de cálculo será el siguiente:

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

Siendo:

E=Energía entregada en el punto de suministro.

V=Volumen medido en las condiciones de suministro.

Fc'=Factor de corrección por las condiciones de medida.

El Factor de corrección por las condiciones de medida se calcula como:

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

Siendo:

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

Fc=Factor de corrección de volumen por las condiciones de medida.

La conversión de los m³ que mide el contador a m³(n) se realiza: 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.

O utilizando un factor de conversión (Fc) que viene dado por la fórmula:

$$F_c = \frac{P_{c.\text{suministro}}}{P_{c.\text{normales}}} \times \frac{T_{c.\text{normales}}}{T_{c.\text{suministro}}} \times \frac{Z_{c.\text{normales}}}{Z_{c.\text{suministro}}} = K_p \times K_t \times K_z$$

Siendo:

Z: Factor de compresibilidad. Relación entre el volumen molar de un gas real y el volumen molar del mismo gas considerado como ideal, ya que tiene en cuenta la condición no ideal del gas natural.

El valor de Z depende de la presión, la temperatura y la composición del gas. El cálculo del factor de compresibilidad en ambos casos (condiciones normales y condiciones de suministro) se debe realizar según lo establecido en el procedimiento SGERG-88 incluido en la norma UNE-EN ISO 12213.

En el apartado 8 de este Protocolo de Detalle 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 que midan a presiones inferiores o iguales a 0,4 bar, y despreciando la influencia del valor de Z, es decir, tomando su valor próximo a la unidad, el factor de conversión por el que hay que multiplicar el volumen medido en m³ para expresarlo en condiciones normales de presión y temperatura es:

$$F_c \left[\frac{m^3(n)}{m^3} \right] = \frac{P_{c.\text{suministro}}}{P_{c.\text{normales}}} \times \frac{T_{c.\text{normales}}}{T_{c.\text{suministro}}} = K_p \times K_t$$

Siendo:

Kt=Factor de corrección por temperatura.

Kp=Factor de corrección por presión.

Factor de Corrección por Temperatura

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

Donde:

Tgas=Temperatura de referencia 10 °C.

Factor de Corrección por Presión:

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

Donde:

Pc=Presión relativa de suministro (bar).

Patm=Presión atmosférica (bar).

El valor de la presión atmosférica puede relacionarse con la altitud (A) del municipio donde se encuentre el punto de suministro, de la forma siguiente:

$$P_{atm} = 1,01325 - k \times A$$

Donde:

«A» es la altitud en metros del municipio donde se encuentre situado el punto de suministro, según los organismos oficiales de estadística de las Comunidades Autónomas correspondientes (si la comunidad no publica estos valores, se utilizarán los del Instituto Geográfico Nacional).

$$k \left[\frac{\text{bar}}{\text{m}} \right] = \frac{g \times d}{100000}$$

d=Densidad aire (ISO 6976) interpolada a Tgas.

g=Aceleración estándar de la gravedad (m/s²).

2. Procedimiento de comunicación.—En el Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR), al que tienen acceso los diferentes usuarios del Sistema Gasista, existe un listado de municipios suministrados mediante gas natural (incluyendo los suministrados a partir de plantas satélites de gas natural licuado) y gas manufacturado, con los factores de corrección aplicables a los consumidores que no disponen de convertidores de presión y temperatura, incluyendo para cada municipio, la altitud considerada y el valor de este coeficiente de corrección para el suministro a cinco presiones relativas estandarizadas (0.02, 0.10, 0.15, 0.30 y 0.50 bar) y a una temperatura media de suministro de 10 °C, dado que se trata de la temperatura media ponderada a nivel nacional. Será responsabilidad de la compañía distribuidora la comunicación al Gestor Técnico del sistema de los municipios en los que se realiza la actividad de distribución de gas.

De acuerdo con la legislación vigente, el Gestor Técnico del Sistema debe comunicar mensualmente a la Comisión Nacional de Energía, a las empresas suministradoras y a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas donde éstas operen, los coeficientes aplicados a los clientes en las distintas zonas geográficas, así como la justificación de los mismos. Esta comunicación se realizará preferentemente a través del sistema logístico SL-ATR.

Un resumen de la información anterior, comprensible para el usuario final, que incluya el factor de corrección aplicable a cada municipio, junto con las mediciones diarias del cromatógrafo situado en el punto de conexión aguas arriba con la red de transporte, será publicado en la página web del Gestor Técnico del Sistema.

En el caso de municipios suministrados mediante plantas satélites de gas natural licuado o mediante gas manufacturado, la información anterior será publicada por la propia compañía distribuidora que será responsable de mantener dicha información actualizada.

3. Calidad del gas.

3.1 Especificaciones de calidad del gas natural: El gas entregado al consumidor no deberá contener partículas de polvo u otras impurezas en cantidades superiores a las habituales y que pudieran dañar las instalaciones de los consumidores.

El gas natural introducido por los puntos de entrada del Sistema Gasista deberá cumplir con las especificaciones de calidad de la siguiente tabla.

Tabla 1.1 Especificaciones de calidad del gas natural en los puntos de entrada del sistema gasista

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe.	kWh/m ³ .	13,368	16,016
PCS.	kWh/m ³ .	10,23	13,23
D.	m ³ /m ³ .	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 at 70 bar (a).	-	+ 2
HC (punto de rocío).	°C at 1-70 bar (a).	-	+ 5

(*) Tabla expresada en las siguientes condiciones de referencia: [25 °C; V(0 °C:1,01325 bar)].

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

En el caso de las plantas de regasificación, cuando el transportista sea avisado o compruebe que va a recibir o está recibiendo GNL en el punto de entrada de la planta de regasificación fuera de las especificaciones de calidad establecidas, podrá:

Rechazar total o parcialmente el gas fuera de especificaciones.

Aceptar, excepcionalmente, total o parcialmente, el gas, respetando los criterios de fiabilidad y seguridad del Sistema Gasista, es decir, el gas de emisión que se introducirá 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/GNL fuera de especificaciones.

3.2 Equipos de Análisis de la calidad del Gas:

3.2.1 Ubicación: Corresponderá al Gestor Técnico del Sistema la definición de los puntos singulares de la Red Básica donde sea necesaria la instalación de un equipo de análisis de los parámetros de calidad del gas.

Puntos que deben contar con Analizadores de composición, PCS, densidad y telemetrida digital:

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

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

Puntos de conexión con almacenamientos subterráneos.

Puntos de conexión con yacimiento nacional.

Puntos de conexión con gasoductos o yacimientos internacionales.

En todos aquellos puntos que puedan alterar la composición del gas, o que por su representatividad sean precisos para el adecuado cálculo de composición.

Puntos de conexión con planta de regasificación de GNL.

Podrán también disponer de equipos de análisis de los parámetros de calidad del gas, las centrales de generación eléctrica.

3.2.2 Características de los Equipos de Análisis: Los equipos de determinación de la calidad deberán disponer de la aprobación 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) en kWh/m³(n) y poder calorífico superior (PCS) en kWh/m³(n);

Densidad relativa (d);

Índice de Wobbe (W) en kWh/m³(n).

Estos cálculos se realizarán conforme a la norma UNE correspondiente. El cálculo del PCS del gas se expresará en condiciones normales [0 °C, V (0 °C, 1,01325 bar)].

3.2.3 Procedimiento de Análisis de Calidad de Gas: Diariamente, el cromatógrafo llevará a cabo una calibración automática utilizándose para ello botellas patrones preparadas y certificadas por el organismo competente o en su defecto por suministradores reconocidos por los sujetos afectados.

El titular de la instalación controlará periódicamente el sistema con objeto de comprobar su correcto funcionamiento. El Gestor Técnico del Sistema supervisará la realización de estos controles.

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

Los titulares de las 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 Gestor Técnico del Sistema.

Los operadores deberán informar al Gestor Técnico del Sistema 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 y realizando las correcciones necesarias para que el gas cumpla con la especificación. En cualquier caso, el Gestor Técnico del Sistema podrá adoptar las medidas que considere necesarias para anular o minimizar el impacto que esta eventualidad pueda tener en el Sistema Gasista.

3.3 Odorización del Gas Natural:

3.3.1 Odorización: El gas natural es un gas combustible, por lo que debe poder ser fácilmente detectado por cualquier persona no especializada sin necesidad de ningún aparato detector.

Se reconoce internacionalmente por la mayoría de la normativa y reglamentos, incluido el reglamento vigente en España, como nivel mínimo de olor de un gas inflamable el siguiente:

«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.»

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 ello:

a) Añadirán 15 mg de THT/m³(n) de gas, en las entradas al Sistema de Transporte-Distribución;

b) Añadirán 7 mg de THT/m³(n) de gas en las entregas a transporte secundario que actualmente esté odorizando el transportista primario;

- c) Añadirán 7 mg de THT/m³(n) 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(n) 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(n) 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.

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.

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 añade, ya que podría darse el caso de que el añadido contrarrestase el efecto del olor del propio gas recibido.

En el caso del suministro de cisternas de GNL a las plantas satélites de distribución, la empresa distribuidora será la responsable de la odorización del gas natural que desde ellas se emita a las redes.

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

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 será el titular del punto de entrega transporte-transporte secundario.

3.3.2 Requisitos de los odorizantes: El odorizante empleado debe reunir, esencialmente, 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.

4. Titularidad y responsabilidades en relación con los equipos de medición:

4.1 Puntos de suministro a consumidores finales: 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.

Todas las obligaciones y responsabilidades asociadas al correcto funcionamiento y confirmación metrológica de los equipos e instalaciones, así como aquellas relacionadas con su mantenimiento, reparación y sustitución en su caso, corresponderán y serán asumidas por los respectivos sujetos titulares de los equipos e instalaciones.

En cualquier caso, será requisito imprescindible para la realización de los suministros, la validación previa de la instalación y de la idoneidad del equipo de medida con lo establecido en las especificaciones técnicas incluidas en el apartado 8 de este Protocolo de detalle, por parte del

operador de la red a la que estuviesen conectados, asistiendo a los comercializadores análogo derecho.

Para la realización del suministro de gas, la instalación y el equipo de medida habrán sido validados por el operador de la red a la que estuviesen conectados en los términos establecidos en el Real Decreto 1434/2001, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

Asimismo el Operador de la red y los comercializadores tienen el derecho a realizar comprobaciones periódicas en los sistemas de medición. Inicialmente el coste de las comprobaciones correrá a cargo del solicitante de la comprobación. Si una vez concluido el control metrológico, el resultado de la comprobación es desfavorable, dicho coste se imputará al titular del sistema de medición.

4.2 Restantes puntos del Sistema Gasista sujetos a medición: En los restantes puntos del Sistema sujetos a la realización de mediciones de control de cantidad y calidad del gas, las obligaciones y responsabilidades en relación con su adecuado mantenimiento, reparación y/o sustitución en su caso y con la seguridad exigible para los equipos e instalaciones involucrados corresponderá y correrá por cuenta del titular de las instalaciones. Respecto al correcto control metrológico, incluyendo las confirmaciones metrológicas periódicas de los equipos, correrá también por cuenta 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.

Cuando el titular de los equipos de medición sea el sujeto que recibe el gas, el sujeto que lo entrega tiene el derecho de realizar comprobaciones periódicas, tales como la toma de lecturas, y el estado de los elementos precintables, en los sistemas de medición.

5. Lectura y medición en los puntos de medida:

5.1 Derecho general de acceso a los equipos de medida: En los puntos de entrega entre transportistas, distribuidores o entre transportistas y distribuidores, el titular de la instalación deberá permitir el acceso a los equipos de medida a la otra parte, tras la previa concertación de la visita.

El Gestor Técnico del Sistema dispondrá de acceso continuo a las telemidas de todos los puntos de salida de la red básica. Este acceso no supondrá ningún coste para los usuarios. El Gestor Técnico del Sistema recibirá las señales de telemida de los consumidores que pueden condicionar con su comportamiento la operación normal de la red a la que están conectados directamente o a través del distribuidor.

En aquellos puntos de entrega, sea entre transportistas, sea entre transportista a distribuidor o sea entre distribuidores, que pueden tener una incidencia importante 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 telemida en el equipo de medida.

Asimismo los distribuidores recibirán los datos de medida de los puntos de suministro, en su centro gestor de la telemida, de aquellos consumidores que por su volumen de consumo esté reglamentado que deben disponer de ella. Estos datos serán puestos a disposición de los agentes participantes a través del Sistema de Comunicación Transporte-Distribución (SCTD) con detalle diario dentro de las tres horas siguientes al día de consumo.

5.2 Lectura y medición de los consumos finales: Para el caso de consumidores obligados a disponer de telemida 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 telemida 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, 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 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 telemedida, o esta no esté operativa.

En aquellos consumidores que reglamentariamente estén obligados a disponer de telemedida, y no dispongan de ella o teniéndola no esté operativa, siendo ello responsabilidad del consumidor, el reparto diario de consumos, se efectuara 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 Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (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 los capítulos de Repartos y Balances.

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

5.3 Lectura y medición de los restantes puntos del Sistema:

5.3.1 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.

En cada punto de carga de cisternas, 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 estará sometida al control metrológico que sea de aplicación, tanto en su puesta en servicio, como en las verificaciones periódicas y después de su reparación o modificación.

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(n)], 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.

Los equipos utilizados para la medición, como las básculas y los cromatógrafos, deberán estar sujetos a las confirmaciones metrológicas establecidas, a fin de garantizar su exactitud dentro de los rangos establecidos.

Asimismo el Cargador informará diariamente a través del Sistema Logístico de Acceso a Terceros a la Red (SL-ATR) al Gestor Técnico del Sistema de las salidas de GNL para cada distribuidor, comercializador o consumidor que aporte gas al sistema.

5.3.2 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».

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

5.3.4 Procedimientos de medida en otros puntos del Sistema: La lectura de los equipos de medida en los puntos de entrada y de salida de la red de transporte, las conexiones con plantas de regasificación, las conexiones internacionales, los yacimientos y los almacenamientos, la realizará el Transportista titular de la instalación.

La lectura de los equipos de medida en los puntos de transferencia de gas entre dos distribuidores lo 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 telemedidos, 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 de aguas arriba o al transportista, en función de la red a que esté conectada la instalación, para que este pueda realizar sus funciones. Esta información se facilitará a través de incorporarlos al Sistema de Comunicación Transporte-Distribución (SCTD) o Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR), según sea el destinatario.

6. Confirmación metrológica de las instalaciones de medida:

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

Se deberán establecer programas de confirmación metrológica 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 confirmación metrológica periódica de los contadores, excepto los ultrasónicos, se deberá realizar por medio de laboratorios, fijos o móviles, acreditados por la autoridad metrológica competente. Los resultados que se obtengan de la misma, si están fuera de los márgenes de error aceptados por la reglamentación aplicable, podrán dar lugar a contraprestaciones económicas.

La confirmación 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.

La confirmación metrológica periódica de los convertidores con sus elementos asociados, transmisor de presión y sonda de temperatura, se deberá realizar «in-situ», con los elementos patrones necesarios. Las entidades que pueden realizar estas comprobaciones son los fabricantes o distribuidores de estos equipos, las empresas con experiencia y que cuenten con un sistema de aseguramiento de

la calidad o las empresas o los operadores titulares de los equipos aceptados por las partes afectadas.

Como norma general, la confirmación metrológica periódica de los equipos y sistemas de medida, en los plazos previstos en estas Normas de Gestión Técnica del Sistema y en estos Protocolos de Detalle, serán obligación y responsabilidad y correrán por cuenta del sujeto titular de los mismos.

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 confirmación 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 confirmación metrológica 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 confirmación 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 acometer la operación, yendo a cargo de dicho titular los costes que se generen.

De igual modo, los distribuidores podrán realizar comprobaciones a los sistemas de medición de los puntos de suministro conectados a sus redes.

Como resultado de estos procesos, se generará un acta de verificación de cada equipo en la 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 sometido a confirmación 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.

La reparación/ajuste se efectuará cuando el resultado de la confirmación metrológica así lo aconseje o por el acuerdo entre los sujetos implicados.

Si, como consecuencia de una confirmación metrológica o avería, se debe proceder a reparar/ajustar el contador, o cuando el plazo estimado para llevar a cabo la operación fuese superior a tres semanas, el titular del equipo deberá instalar un contador alternativo durante el tiempo en que este se encuentre fuera de su ubicación.

En los consumidores finales con obligación de estar telemetrados, si como consecuencia de una confirmación metrológica o avería, se debe proceder a reparar/ajustar el convertidor con sus elementos asociados, transmisor de presión y sonda de temperatura, el titular del equipo deberá instalar un convertidor alternativo durante el tiempo que éste se encuentre fuera de su ubicación.

6.2 Confirmaciones metrológicas periódicas de los equipos de medida: Para los puntos de suministro a consumidores finales así como para los puntos de entrega entre redes de distribución, las confirmaciones metrológicas periódicas de los elementos de medida se realizarán según lo indicado a continuación:

Contadores: Para consumos inferiores a 2 GWh/año y para los puntos de suministro en los que la medida del caudal consumido se realice a presiones inferiores a 0,1 bar y/o el caudal no supere los 25 m³(n)/h, se someterán a confirmación metrológica cada 15 años.

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

Para consumos comprendidos entre 2 GWh/año y hasta 30 GWh/año, las confirmaciones metrológicas se realizarán:

Cada 4 años, los contadores tipo turbina.

Cada 6 años, los contadores de pistones.

Cada 15 años, los contadores de membrana.

Para consumos superiores a 30 GWh/año o 600 m³(n)/h, se efectuará las siguientes pruebas periódicas:

Si el diseño de la instalación lo permite, prueba en serie anual y confirmación metrológica del contador como máximo cada 8 años

Si el diseño de la instalación no permite efectuar la prueba en serie, confirmación metrológica del contador cada 2 años

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

Confirmaciones metrológicas periódicas de los lazos de corrección:

Consumos (GWh/año)	≤ 10	> 10 y ≤ 100	> 100 y ≤ 1000	> 1000
Periodicidad	4 años	2 años	1 año	6 meses

Cromatógrafos: Cambio del gas patrón cada 10 meses.

Durante el proceso de cambio de gas patrón, se procederá a la confirmación metrológica del Cromatógrafo. El gas patrón estará certificado por un organismo competente, o en su defecto por un suministrador reconocido, para un período de 12 meses.

Cambio de la calidad del gas en los convertidores PTZ: Cada seis meses el Gestor Técnico del Sistema debe emitir una relación de las redes donde se debe cambiar la calidad del gas y la nueva composición a introducir.

En los puntos de entrega entre transportista y distribuidor o entre distribuidor y distribuidor, el titular de la instalación en presencia de la otra parte, deberá introducir los nuevos valores en los correspondientes convertidores PTZ.

En los puntos de suministro a consumidores finales que por las características que concurren sea preciso, deberá ser el distribuidor en presencia del comercializador, si así lo manifiesta, el que introduzca los nuevos valores.

Para los puntos de salida de la red de transporte, las confirmaciones metrológicas se realizarán con la periodicidad indicada en la tabla siguiente:

Tabla 1.2 Confirmaciones metrológicas periódicas de equipos de medida en los puntos de salida de la red de transporte

	Periodicidad	Tipo de prueba
Factor de corrección.	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.	10 meses	Campo.
Confirmación metrológica de contadores.	8 años	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.

Para los puntos de conexión al sistema de transporte con plantas de regasificación, conexiones internacionales, yacimientos y almacenamientos, las confirmaciones metroológicas correspondientes a: factor de corrección, 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 periodo de tiempo, los errores se encuentran dentro de la tolerancia admitida se podría, previo acuerdo de los operadores implicados, disminuir la frecuencia indicada anteriormente.

6.3 Confirmación metroológica a petición de parte: Excepcionalmente, para todos los puntos de medida del Sistema Gasista, cualquier sujeto afectado por la medida de éstos podrá exigir la confirmación metroológica 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, estas operaciones en el equipo de medida se realizarán con la mayor brevedad posible, respetando en todo caso la continuidad del suministro. Los costes incurridos por tales operaciones serán, en principio, por cuenta de la parte que la hubiese solicitado, salvo que el resultado de la misma confirmase la existencia de una desviación superior a la admisible, en cuyo caso todos los costes, incluidos los necesarios para la corrección del error de medida detectado, mediante la correspondiente reparación/ajuste, correrán por cuenta del sujeto sobre quien recayese la responsabilidad de las correspondientes instalaciones.

7. Regularización de lecturas y mediciones.—Tanto en los casos de confirmación metroológica periódica de rutina de los equipos de medida o análisis de calidad, como en las extraordinarias realizadas a petición de parte, en el caso de excederse las tolerancias admitidas para el medidor 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 periodo 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 periodo de tiempo sujeto a corrección y la refacturación complementaria a que diera lugar, se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 50 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

Una vez conocido el error, mientras la causa origen del error no sea subsanada, las limitaciones del periodo de tiempo afectado no serán de aplicación y, en consecuencia, dicho periodo 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 periodo afectado será la correspondiente al exceso que supere el error máximo admisible,

8. Especificaciones técnicas de los equipos de medida.

8.1 Entradas y Salidas 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:

Un contador de gas, que haya superado la confirmación metroológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, de dinámica adecuada para cubrir el rango de caudales que circulen por el mismo. Dicho contador estará equipado con un emisor de pulsos de alta frecuencia para su comunicación con el conversor;

Un conversor tipo PTZ, que haya superado la confirmación metroológica 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 UNE correspondiente;

Una línea auxiliar de medida idéntica que la principal; 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 calidad del gas (en caso de que exista) en sus centros de gestión de las telemedidas, y de acuerdo con la legislación vigente.

8.2 Puntos de conexión entre redes de distribución: En los puntos de conexión entre redes de distribución, 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 8.1, pudiendo no disponer de línea auxiliar.

En sistemas de medición con presión de contaje hasta 4 bar, la instalación constará de:

Un contador de gas, que haya superado la confirmación metroológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, de dinámica adecuada para cubrir el rango de caudales que circulen por el mismo.

Un sistema de conversión automática del volumen medido en el contador, tipo PT o PTZ que haya superado la confirmación metroológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las Normas UNE-EN que le sea 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.

En los casos previstos en el apartado 5.1, 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.

8.3 Puntos de Suministro: 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 y consumo anual, según se indica en las siguientes tablas 1.3 y 1.4, y en los esquemas de sistemas de medición definidos en el apartado 8.4.

Tabla 1.3 Sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo final para presiones de medición $\geq 0,4$ bar

Caudal máximo [m ³ (n)/h]	Consumo anual (GWh)					
	< 2	≥ 2 y <5	≥ 5 y <10	≥ 10 y <100	≥ 100 y < 150	≥ 150
Q < 150	Fig Ia	Fig Ib	Fig Ib	–	–	–
150 ≤ Q < 350	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	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	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 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

Nota 1: En las instalaciones de medición con esquema la corrección podrá efectuarse mediante factor de conversión fijo.

Tabla 1.4 Sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo final para presiones de medición $\geq \leq 0,4$ bar

Caudal máximo [m ³ (n)/h]	Consumo anual (GWh)				
	< 2	≥ 2 y <5	≥ 5 y <10	≥ 10 y <100	≥ 100
Q < 150	Fig Ia	Fig Ia	Fig Ia	–	–
150 ≤ Q < 350	Fig Ia	Fig IIa	Fig IIb	Fig III con conversor PT	–
350 ≤ Q < 600	Fig Ia	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	–
Q/6000		Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT

Nota 1: En las instalaciones de medición con esquema Ia y IIa, la corrección podrá efectuarse mediante factor de conversión fijo.

Nota 2: En las instalaciones de medición a presiones inferiores a 0,05 bar será opcional instalar conversores de volumen PT.

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 final, contrate un suministro superior al que tenía que conlleve un cambio en la tipología sobre 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 permita recibir dicha información en su centro gestor de telemedidas.

8.4 Esquemas de los sistemas de medición en función del caudal máximo horario y el consumo anual:

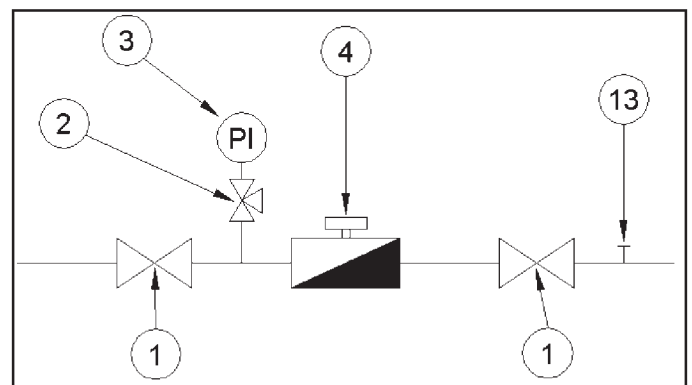


Figura Ia

1. Válvula de cierre.
2. Válvula de tres vías con toma para manómetro de contrastación.
3. Manómetro de esfera & 100 mm clase 0,5.
4. Contador.
13. Toma de presión débil calibre (PC \leq 150 mbar).

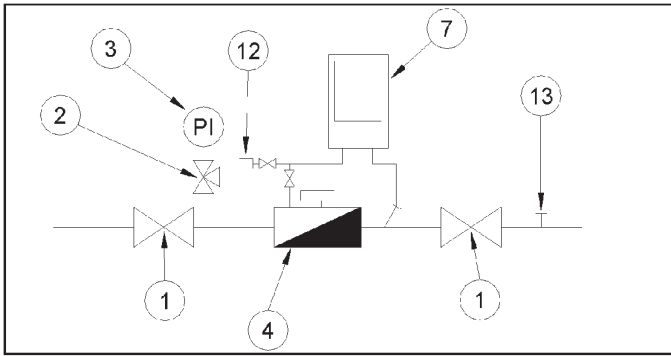


Figura Ib Modificada

1. Válvula de cierre.
2. Válvula de tres vías con toma para manómetro de contrastación.
3. Manómetro de esfera & 100 mm clase 0,5.
4. Contador.
7. Conversor PT.
12. Base enchufe rápido para contrastación transmisor Ø 1/4" (modelo aceptado).
13. Toma de presión débil calibre (PC ≤ 150 mbar).

1. Válvula de cierre.
2. Válvula de tres vías con toma para manómetro de contrastación.
3. Manómetro de esfera & 100 mm clase 0,5.
4. Contador.
5. Termómetro.
6. Carrete sustitución contador.
7. Conversor PT.
12. Base enchufe rápido para contrastación transmisor Ø 1/4" (modelo aceptado).

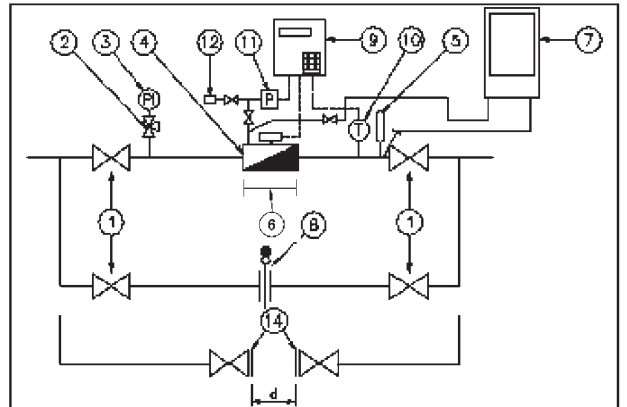


Figura III Modificada

1. Válvula de cierre.
2. Válvula de tres vías con toma para manómetro de contrastación.
3. Manómetro de esfera θ 100 mm clase 0,5.
4. Contador.
5. Termómetro.
6. Carrete sustitución contador.
7. Registrador de presión y temperatura (electrónico) Data logger.
8. Disco en ocho.
9. Conversor electrónico de volumen.
10. Sonda de temperatura.
11. Transmisor de presión.
12. Base enchufe rápido para contrastación de transmisor Ø 1/4" (modelo aceptado).
14. Bridas ciegas.

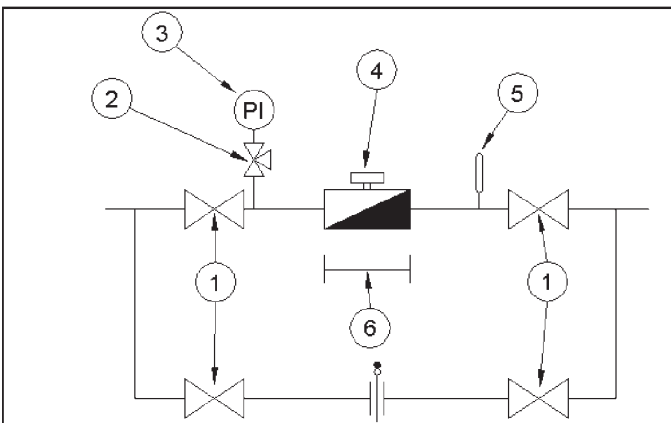


Figura IIa

1. Válvula de cierre.
2. Válvula de tres vías con toma para manómetro de contrastación.
3. Manómetro de esfera & 100 mm clase 0,5.
4. Contador.
5. Termómetro.
6. Carrete sustitución contador.

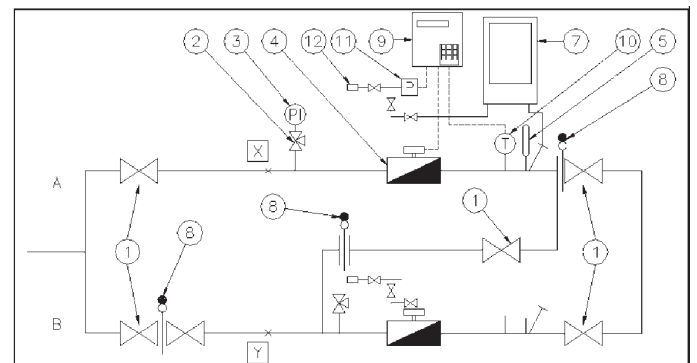


Figura IV

1. Válvula de cierre.
2. Válvula de tres vías con toma para manómetro de contrastación.
3. Manómetro de esfera θ 100 mm clase 0,5.
4. Contador.
5. Termómetro.
7. Registrador de presión y temperatura (electrónico) Data Logger.

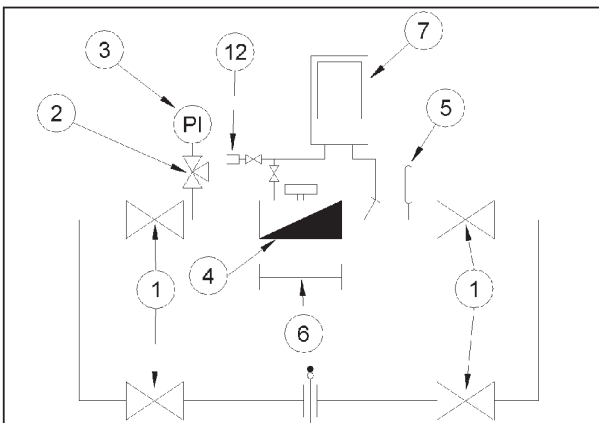


Figura IIb Modificada

8. Disco en ocho.
9. Conversor electrónico de volumen.
10. Sonda de temperatura.
11. Transmisor de presión.
12. Base enchufe rápido para contrastación de transmisor Ø 1/4" (modelo aceptado).

9. Cálculo del PCS aplicable a consumidores sin equipos de medida del poder calorífico.-Para los consumidores finales sin equipos de medición del poder calorífico se les asignará a efectos de facturación el correspondiente al primer punto «aguas arriba» que disponga de elemento de medición del poder calorífico. En el caso de redes de distribución suministradas mediante varias conexiones con la red de transporte se calculará un poder calorífico medio.

9.1 Consumidores sin equipos de teled medida:

En el caso de consumidores con lectura mensual o superior, a efectos de cálculo de los kWh consumidos en el período de facturación, se aplicará la media de los valores diarios del poder calorífico, descrito en el apartado anterior, durante el período de tiempo de facturación.

9.2 Consumidores con equipos de teled medida:

En el caso de clientes con teled medida, se aplicará al menos la media diaria de PCS al consumo diario de cada cliente, pudiendo utilizarse datos horarios en caso de disponer de dicha información.

Protocolo de detalle PD-02

Criterios generales de elaboración de procedimientos de repartos

Una vez haya pasado el día de gas el operador o Grupo propietario de las redes de transporte y distribución evaluarán, con los sistemas de teled medida disponibles propios o del operador que entrega el gas, las entradas de gas a su sistema y las salidas del mismo que no tengan como destino final un consumidor, de las 0 horas a las 24 horas del día. Las entradas menos las salidas expresadas en kWh con un PCS medio, determinarán la cantidad de gas a distribuir entre los agentes.

En caso de no disponer de teled medida o esté fuera de servicio, las entradas y salidas se evaluarán con lecturas diarias o estimaciones realizadas sobre la base de históricos de consumos.

Para determinar el valor a asignar a cada agente para sus puntos de suministro se realizará de la siguiente forma:

Para los puntos de suministro con telelectura se utilizará el valor de la telelectura, o una estimación contrastada si la misma no ha estado operativa

Para los puntos de suministro situados en redes de presión superior a 4 bar, y en redes de distribución de presión inferior a 4 bar con consumo superior a 1 GWh/año, se estimará su consumo diario en base al histórico de consumos mensuales, teniendo en cuenta el calendario de utilización que le consta al distribuidor o facilitado por el comercializador. En el caso de que su consumo pueda variar por efecto de temperatura se considerará en la estimación este efecto. La estimación se realizará con sistemas de predicción de demanda, caso de que el volumen de puntos de suministro y su efecto sobre el reparto así lo aconsejen. El distribuidor y el comercializador correspondiente podrán en común el calendario de utilización de gas para los puntos de suministro de sus clientes. En la determinación del consumo se tendrán en cuenta las mermas.

Para los puntos de suministro situados en redes de presión inferior a 4 bar y de consumo inferior a 1 GWh/año, se establecerá un perfil de distribución del consumo

anual por meses y o días por tipo de punto de suministro, como mínimo uno por grupo de tarifa o peaje, grupo 3.1, grupo 3.2, grupo 3.3 y grupo 3.4 (hasta 1 GWh/año). El distribuidor pondrá en conocimiento del comercializador correspondiente los perfiles que utiliza para efectuar el reparto.

La cantidad resultante de restar a la emisión total a repartir, el consumo de los puntos de suministro con telelectura, el consumo estimado de los puntos de suministro conectados a las redes de más de 4 bar, el consumo estimado de los puntos de suministro conectados a las redes de menos de cuatro bar con consumo superior a 1 GWh/año, será la cantidad a repartir con los perfiles. El reparto de esta cantidad de gas se realizará en base al número de puntos de suministro que tenga cada comercializador y o distribuidor por tipo de perfil, teniendo en cuenta el peso relativo que tenga cada perfil en las diferentes épocas del año y la influencia de la temperatura. Este reparto se realizará con la ayuda de sistemas de predicción de demanda, caso de que el volumen de puntos de suministro y su efecto sobre el reparto así lo aconsejen.

Aunque los cálculos de reparto se realicen a nivel desagregado, para obtener un grado de precisión mayor la cifra del reparto se dará para toda la red que administre el operador o Grupo en cuestión.

El reparto se podrá calcular a nivel global de sistema para distribuidores pequeños locales o provinciales, o a nivel de redes y poblaciones para operadores de ámbito regional y/o nacional, en función del tamaño de la red que administre el operador o Grupo y la importancia de la cantidad de gas vehiculado y su impacto sobre el reparto global nacional por agente. El nivel de desagregación del cálculo del reparto será el adecuado para que los datos provisionales diarios contrastados con la facturación final una vez realizada la misma no presente desviaciones importantes.

Una vez obtenida la cifra del reparto se contrastará con la nominación realizada por el agente en cuestión, y en caso de diferencias significativas se analizará el motivo de la desviación antes de emitir el valor del reparto y enviarlo al GTS.

Los distribuidores facilitarán el reparto del día n al GTS antes del las 14 horas del día n+2, salvo los días festivos que serán remitidos el primer día laboral siguiente. En el caso de que por motivos coyunturales un distribuidor no facilitara los datos de reparto sobre sus redes, en este caso, el GTS considerará provisionalmente como datos de reparto las nominaciones efectuadas por las comercializadoras.

Protocolo de detalle 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, esta 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.

Protocolo de detalle PD-04

Mecanismos de comunicación

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, se ha desarrollado el sistema de información SL-ATR (Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes).

El Gestor Técnico del Sistema mantendrá actualizado el citado sistema que será fácilmente accesible y garantizará la 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 que soporte la gestión de sus interrelaciones con los comercializadores y con el GTS, respetando los principios recogidos en las Normas de Gestión Técnica del Sistema y de conformidad con 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 sistema de los distribuidores se denominará Sistema de Comunicación de transportistas y distribuidores (SCTD).

El SCTD respetará los principios de transparencia, objetividad, no discriminación y confidencialidad. Será accesible para los comercializadores y el GTS en base a unos procedimientos y formatos establecidos que permitan un tratamiento automatizado de la información. Los procesos soportados por este sistema son los de contratación, medición, repartos, acceso al registro, programaciones y nominaciones. El SCTD para gestionar los procesos utilizará interfases con los sistemas propios de cada distribuidor, con el GTS, con otros distribuidores y con los comercializadores.

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 y balances por distribuidor/comercializador y por punto de entrega;
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 Semanales y Nominaciones Diarias;
Mediciones;
Repartos del gas vehiculado por comercializador y red;
Interfaces con sistemas externos (GTS y comercializadores) e internos de cada distribuidor.

Se deberá diseñar e implantar un sistema normalizado de codificación de las infraestructuras, que a su vez debe ser 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 presión superior a 16 bar.

Reservas de capacidad en puntos de entrada, plantas de regasificación y almacenamiento.

Programaciones mensuales, 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.

Consulta de información relativa a 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 presión inferior o igual a 16 bar.

Solicitudes de acceso al registro de puntos de suministro.

Programaciones semanales y nominaciones diarias en puntos de salida en la red de Distribución.

Consulta de información relativa a programaciones, nominaciones y solicitudes de contratación presentadas.

Consulta accesible de clientes teledidos.

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

Programaciones semanales y nominaciones diarias de usuarios y mercado regulado.

Repartos mensuales definitivos y regularizaciones de reparto por comercializador con contrato de entrada a red de transporte y punto de entrega transporte-distribución.

Repartos provisionales diarios por usuarios con contrato de entrada a red de transporte.

Peticiones de validación a solicitudes de contratación de usuarios en redes de presión igual o inferior a 16 bar con un consumo anual estimado superior a 10 GWh.

Consumo anual y número de clientes agregados por punto de entrega transporte-distribución de las solicitudes de contratación de usuarios efectuadas en redes de presión igual o inferior a 16 bar con un consumo anual estimado inferior a 10 GWh.

Consumo 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, 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 presión igual o inferior a 16 bar con un consumo anual estimado superior a 10 GWh.

Información de Medición de puntos de entrega a distribuidores.

Confirmación/Denegación a las programaciones semanales y nominaciones diarias de comercializadores, clientes cualificados y mercado regulado.

Confirmación de los repartos utilizados en los balances elaborados.

d) Publicará en el SL-ATR el balance comercial diario y la Información detallada de repartos definitivos para consulta de todos los agentes implicados

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

1.2 Mercado a tarifa:

Debido a la necesidad de gestionar de forma integrada las infraestructuras de la Red Básica con independencia de la naturaleza del contrato de suministro del cliente final, mercado a tarifa o liberalizado, el SL-ATR deberá contemplar el mercado a tarifa y por tanto recogerá toda la información y procesos necesarios para gestionar dicho mercado.

La interrelación entre transportistas y distribuidores, estará soportada a través del Sistema SCTD (Sistema de Comunicación Transporte-Distribución). El SCTD enviará al SL-ATR información de programaciones, nominaciones y mediciones en las redes de distribución.

El SL-ATR enviará al SCTD la información de facturación de gas al precio de cesión por punto de entrega transporte-distribución y con el detalle de las variables utilizadas en su cálculo.

La información procedente del mercado a tarifa se facilitará de forma agrupada en el punto de conexión de transporte y distribución, o transporte-transporte, si procede.

Protocolo de detalle PD-05

Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros

1. Criterios Generales.-Para los procesos de descarga de GNL, y con la suficiente antelación a la primera entrega de GNL del consumidor, éste designará su Representante, que actuará de acuerdo con el Contrato en nombre de su empresa.

Los titulares de la instalación receptora 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 dichos titulares durante un periodo mínimo de cuatro años.

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 instalación receptora, 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 descargadas.

El titular del buque deberá proporcionar al titular de la instalación receptora una copia de todas las tablas de corrección de cada tanque del metanero, verificada por una autoridad independiente, mutuamente reconocida por las Partes, así como de los Certificados de Verificación de los instrumentos necesarios para la determinación del nivel y temperatura en los tanques de GNL. Dichos instrumentos deberán estar precintados por una autoridad metrológica independiente, 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 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 descarga, el titular de la planta de recepción de GNL elaborará un acta donde se detallarán las operaciones realizadas, que será firmado por las Partes, con indicación explícita de su aceptación o reparos al contenido del acta. Si algún Representante de las Partes no estuviera presente, esto se hará constar en el acta. Se considerará que aquellas Partes que no estuvieran presentes en las operaciones de descarga se encuentran conformes con el acta.

En el caso de disconformidad con un acta, el titular de la planta de recepción de GNL guardará toda la documentación relacionada con la descarga, 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 instalación receptora y el consumidor se comprometen a estudiar la posibilidad de utilizar estos procedimientos, normas, etc. o de sustituir los ya utilizados.

2. Determinación del nivel de líquido.—Cada tanque de GNL estará equipado con dos medidores de nivel basados en dos principios físicos de medida diferente. Uno será el primario y otro el secundario. El orden de preferencia en su utilización será: microondas, capacitivo y de flotador.

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

Medidores de microondas (ISO/DIS 13689:1999 –Refrigerated light hydrocarbon fluids –Measurement of liquid levels in tanks containig liquefied gases –Microwave gauges).

Medidores de nivel de capacitancia eléctrica (ISO 8309:1991 –Refrigerated light hydrocarbon fluids –Measurement of liquid levels in tanks containig liquefied gases –Electrical capacitance gauges).

Medidores de flotación (ISO 10574:1993 –Refrigerated light hydrocarbon fluids –Measurement of liquid levels in tanks containig liquefied gases –Float-type level gauges).

El buque llevará instalado dos clinómetros; el segundo se usará en caso de avería del primero. Después del atraque del metanero, y antes de que comience la descarga, se dejará el metanero con escora y asiento cero tomando y anotando lecturas del clinómetro primario. Si esto no fuera posible por las condiciones meteorológicas, mareas o lastre, se aplicarán las tablas de corrección de escora y asiento después de haber realizado las mediciones de nivel.

Con los medidores de nivel se realizarán al menos cinco medidas a intervalos de tiempo que previamente se habrán programado. Después se realizarán las correcciones de escora y asiento antes del cálculo del valor medio del nivel. Con el medidor de flotador además se harán correcciones de contracción térmica de la cinta o cable debido a la diferencia de temperatura del vapor y la de calibración del medidor de nivel y a la densidad del GNL.

Se realizarán las medidas antes y después de la descarga. La primera medida se hará después que los brazos de descarga hayan sido conectados al tanque, pero antes de comenzar a enfriar los mismos y de abrir las válvulas de venteo. La segunda medida se hará 15-30 minutos después de completar la descarga y con las válvulas de venteo cerradas, con objeto de asegurar que la superficie del líquido se haya estabilizado.

3. Determinación de la temperatura.—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 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 el vapor respectivamente. El resto de medidores de temperatura se instalarán separados a distancias iguales a lo largo de toda la altura del mismo.

Se usarán sondas de resistencia de platino o termopares de cobre constatan (tipo T). Los materiales de los detectores de temperatura y los hilos de conexión con los instrumentos de medida deben tener propiedades que se mantengan inalterables con el paso del tiempo. Los sensores de resistencia de platino deberán ser de tres o cuatro hilos.

Para estos medidores, sus características, instalación, funcionamiento y comprobaciones se seguirá la norma ISO 8310:1991 (Refrigerated light hydrocarbon fluids –Measurement of temperature in tanks containing liquefied gases –Resistance thermometers and thermocouples).

La temperatura del líquido se determinará como el valor medio de las temperaturas dadas por las sondas inmersas en el GNL. 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 vapor se determinará como el valor medio de las temperaturas dadas por las sondas no inmersas en el GNL. 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.

La media de las temperaturas del GNL líquido y GNL vapor se redondeará a 2 decimales.

4. 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 ISO 13398: Refrigerated light hydrocarbon fluids –Liquefied natural gas –Procedure for custody transfer on board ship.

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.

5. Verificaciones de equipos.—Todos los instrumentos de medida del buque, deberán estar verificados y precintados por una autoridad internacional competente, mutuamente acordada por las partes.

Las tolerancias máximas admitidas para los diferentes equipos serán:

Medidores de nivel tipo microondas: $\pm 7,5$ mm (VM)
 Medidores de nivel tipo capacitivo: $\pm 7,5$ mm (VM)
 Medidores de nivel tipo flotador: ± 8 mm (VM)
 Medidores de temperatura: $\pm 0,2$ °C (grados Celsius) en el rango de -145°C a -165°C , y de $\pm 1,5^{\circ}\text{C}$ a temperaturas mayores
 Medidores de presión: $\pm 1\%$ FS

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 ISO 8943:1991 (Refrigerated light hydrocarbon fluids – Sampling of liquied natural gas – Continuous method).

El titular de la instalación receptora, guardará tres muestras en botellas (dos de cada muestra) tomadas durante el proceso de descarga, aproximadamente al 25, 50 y 75 % de la cantidad total descargada, y las retendrán durante tres días, salvo que no exista acuerdo en los análisis realizados. En este caso, la muestra se guardará hasta que se haya resuelto la discrepancia. Estas muestras serán correctamente etiquetadas.

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 el sistema automático de toma de muestras fallara durante la operación, se tomarán muestras manualmente.

7. Determinación del PCS.–La composición del GNL 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 de composición similar al gas a analizar.

La preparación del mismo se realizará por método gravimétrico de acuerdo con la norma ISO 6142:1981 y Addendum 1:1983 (Gas Analysis – Preparation of calibration gas mixture – Weighting methods).

Antes de la llegada del buque a la instalación receptora, el titular de la misma verificará el buen funcionamiento del cromatógrafo y se inyectará el patrón para comprobar que los resultados obtenidos están dentro de límites establecidos.

Se calculará la composición media del gas a partir de los análisis realizados al mismo. Esta composición se expresará en % redondeado a tres decimales.

Con la composición media se calculará el poder calorífico del gas según el apartado 11.1.

8. Determinación de Azufre Total.–El azufre se determinará utilizando normas internacionales de reconocido prestigio como:

ISO 4260:1987 (Petroleum products and hydrocarbons – Determination of sulfur content – Whickbold combustion method).

ASTM D 4045:1981 (Sulfur in petroleum products by hydrogenolysis and rateometric colorimetry).

9. Determinación de Compuestos de azufre.–Para determinar los compuestos de azufre por separado, se utilizará la cromatografía de gases con un detector específico de azufre como (fotométrico de llama, quimiluminiscencia o microcolumbimétrico).

De esta manera se podrá determinar el azufre mercaptánico y el H₂S. También podremos determinar el azufre total considerando que todos compuestos de azufre se eluyen.

10. Determinación de Compuestos de mercurio.–Se determinará según la norma ISO 6978:1992 [Natural Gas – Determination of Mercury (method B)], para bajos niveles de mercurio.

11. Cálculos.

11.1 Poder Calorífico Superior.–Cantidad de calor que sería producido por la combustión completa en aire de una cantidad específica de gas, de forma que la presión p₁ a la que tiene lugar la reacción permanece constante y todos los productos de la combustión se conducen a la misma temperatura t₁, especificada para los reactivos, estando todos estos productos en estado gaseoso, excepto el agua formada por la combustión que está condensada en estado líquido a la temperatura t₁. Cuando la cantidad de gas se determina en base volumétrica, el poder calorífico se representa como H_s (t₁,p₁), V (t₂,p₂).

Las condiciones de referencia son:

$$t_1 = t_2 = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

p₁ = p₂ = 1,01325 bar, condiciones normales para el volumen que se indicará en m³(n).

La unidad de energía será el kWh y, el poder calorífico superior en base volumétrica, se expresará en [kWh/m³(n)] y el poder calorífico superior másico en (kWh/kg).

La norma que se seguirá para el cálculo del poder calorífico superior será la UNE 65550 (Gas Natural – Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e Índice de Wobbe, a partir de la composición).

El poder calorífico superior másico será calculado con la siguiente fórmula:

$$H_s(t_1) = \sum \left(x_i \times \frac{M_i}{\sum x_i \times M_i} \right) \times H_i(t_1)$$

X_i = Fracción molar de cada componente, obtenida mediante la media de los análisis realizados redondeada a cuatro decimales.

M_i = Masa molecular de cada componente en kg/mol (Tabla A).

H_i = Poder calorífico superior másico de cada componente de la mezcla en kWh/kg (Tabla A).

El poder calorífico superior en base volumétrica será calculado con la siguiente fórmula:

$$H[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\sum x_i \times H_i[t_1, V(t_2, p_2)]}{z(t_2, p_2)}$$

X_i = Fracción molar de cada componente, obtenida mediante la media de los análisis realizados redondeada a cuatro decimales.

H_i [t₁, V(t₂, p₂)] = Poder calorífico superior en base volumétrica de cada componente de la mezcla en kWh/m³(n) (Tabla A).

Z (t₂, p₂) = Factor de compresión a condiciones normales calculado según la fórmula:

$$z(t_2, p_2) = 1 - \left[\sum x_i \times \sqrt{b_i} \right]^2$$

$\sqrt{b_i}$ = Los valores vienen dados en la Tabla A.

11.2 Densidad.–La densidad se dará en kg/m³ por cálculo a partir de la composición molecular y la temperatura media del líquido. El método de cálculo será el Klosek and Mckinley revisado descrito en la norma ISO 6578:1991 (Refrigerated hydrocarbon liquids – Static measurement – Calculation procedure)

La densidad se calculará siguiendo la siguiente fórmula:

$$\rho = \frac{\sum (X_i * M_j)}{\sum (X_i * V_i) - \left[K_1 + \frac{(K_2 - K_1) * X_n}{0.0425} \right] * X_m}$$

ρ = Densidad del GNL descargado, considerando la composición descargada y la temperatura del producto líquido en °C antes de la descarga, expresada en kg/m³ y redondeada a dos decimales.

La temperatura del GNL antes de la descarga se expresará con un decimal.

X_i = Fracción molar de cada componente, obtenida mediante la media de los análisis realizados redondeada a cuatro decimales.

M_i = Masa molecular de cada componente en kg/mol (Tabla A).

V_i = Volumen molar en $m^3/kmol$ de cada componente, a la temperatura media en $^{\circ}C$ del LNG antes de la descarga, obtenida por interpolación lineal (ISO 6578-91/pg.11), redondeada a seis decimales (Tablas B, tabla 1).

K_1 = Factor de corrección del volumen a T_1 en $^{\circ}C$ del GNL antes de la descarga y expresado en $m^3/Kmol$, obtenida por interpolación lineal de los factores de la ISO 6578-91/pg 12, redondeada a seis decimales (Tablas B, tabla 2).

K_2 = Factor de corrección del volumen a T_2 en $^{\circ}C$ del GNL antes de la descarga y expresado en $m^3/Kmol$, obtenida por interpolación lineal de los factores de la ISO 6578-91 /pg 12, redondeada a seis decimales (Tablas B, tabla 3).

X_n = El valor de X_i para el Nitrógeno.

X_m = El valor de X_i para el Metano.

11.3 Cálculo de la cantidad de GNL entregada.—El volumen en m^3 de GNL descargado por el buque será calculado mediante la fórmula:

$$V_{liq} = V_i - V_f$$

donde:

V_{liq} = Volumen descargado de GNL, redondeado a tres decimales.

V_i = Volumen de GNL a bordo antes de la descarga, redondeado a tres decimales.

V_f = Volumen de GNL a bordo después de la descarga, redondeado a tres decimales.

Se aplicará el apartado 7.1 de la norma ISO 13398:1997.

Para el cálculo de la cantidad neta de energía descargada en kWh se aplicará la siguiente fórmula:

$$Q = \left[(\rho_{liq} \times v_{liq} \times H_{liq}) - \left(V_{liq} \times \frac{273,15}{273,15 + T_v} \times \frac{P_v}{1013,25} \times H_{vap} \right) \right]$$

donde:

Q = Cantidad (kWh) sin decimales.

ρ_{liq} = Densidad del líquido (kg/m^3).

H_{liq} = Poder calorífico superior del líquido, determinado con la norma UNE 65550 a partir de la composición del GNL vaporizado determinada por cromatografía en las muestras tomadas en continuo de gas, a 0° y 1013,25 milibares en kWh/kg y redondeado a cuatro decimales.

T_v = Temperatura media del vapor en los tanques del buque después de la descarga, en $^{\circ}C$ y redondeada a dos decimales.

P_v = Presión absoluta medida del gas en los tanques del buque después de la descarga en milibares, y redondeado a números enteros.

H_{vap} = Poder calorífico superior del vapor retornado al buque, determinado con la norma UNE 65550 a partir de la composición del vapor determinada por cromatografía en las muestras tomadas al principio, a mitad y al final de la descarga en la línea de retorno de gas, a 0° y 1013,25 milibares en kWh/ $m^3(n)$

Para el cálculo de la masa neta entregada en kg, se aplicará la siguiente fórmula:

$$m = \left[(\rho_{liq} \times v_{liq}) - \left(V_{liq} \times \frac{273,15}{273,15 + T_v} \times \frac{P_v}{1,01325} \times \rho_v \right) \right]$$

donde:

m = masa neta entregada (kg) sin decimales.

ρ_v = densidad del vapor a 0° y 1013,25 milibares calculado a partir de la composición del vapor con la norma UNE 65550 (kg/m^3) y redondeada a cuatro decimales.

11.4 Tablas A.—Para calcular las masas moleculares, poderes caloríficos y factores de compresibilidad.

Masas Moleculares (M_i en $kg/kmol$);

Metano: 16,043.

Etano: 30,070.

Propano: 44,097.

Iso-Butano: 58,123.

Normal-Butano: 58,123.

Iso-Pentano: 72,150.

Normal-Pentano: 72,150.

Normal-Hexano: 86,177.

Nitrógeno: 28,0135.

Dióxido de Carbono: 44,010.

Oxígeno: 31,9988.

Poder calorífico másico (MJ/Kg);

Metano: 55,662.

Etano: 52,020.

Propano: 50,440.

Iso-Butano: 49,450.

Normal-Butano: 49,620.

Iso-Pentano: 49,010.

Normal Pentano: 49,100.

Hexano: 48,770.

(la conversión de MJ/kg a kWh/kg se hará multiplicando los valores anteriores por 3,6).

Poder calorífico superior en base volumétrica [MJ/ $m^3(n)$];

Metano: 39,84.

Etano: 69,79.

Propano: 99,22.

Iso-Butano: 128,23.

Normal-Butano: 128,66.

Iso-Pentano: 157,76.

Normal Pentano: 158,07.

Hexano: 187,53.

(la conversión de MJ/ $m^3(n)$ a kWh/ $m^3(n)$ se hará multiplicando los valores anteriores por 3,6)

\sqrt{b} ;

Metano: 0,0490.

Etano: 0,1000.

Propano: 0,1453.

Iso-Butano: 0,2049.

Normal-Butano: 0,2069.

Iso-Pentano: 0,2510.

Normal Pentano: 0,2864.

Hexano: 0,3286.

Nitrógeno: 0,0224.

Dióxido de carbono: 0,0819.

11.5 Tablas B.—Para calcular los volúmenes moleculares y los factores de corrección de los volúmenes de GNL antes de descargar.

Tabla 1. Volumen Molar (V_v) en $m^3/kmol$

	Temperatura °C				
	-150	-155	-160	-165	-170
Metano	0,039580	0,038839	0,038149	0,037500	0,036891
Etano	0,048806	0,048369	0,047942	0,047524	0,047116
Propano	0,063417	0,062953	0,062497	0,062046	0,061602
Iso-butano	0,079374	0,078859	0,078352	0,077851	0,077356
N-butano	0,077847	0,077359	0,076875	0,076398	0,075926
Iso-pentano	0,092817	0,092267	0,091721	0,091179	0,090642
N-pentano	0,092642	0,092111	0,091583	0,091058	0,090536
N-hexano	0,106020	0,105450	0,104890	0,104340	0,103800
Nitrógeno	0,055897	0,051022	0,047019	0,044043	0,041788
Oxígeno	0,033670	0,032520	0,031510	0,030610	0,029800
Dióxido de Carbono	0,02795	0,027650	0,027200	0,027000	0,026400

Tabla 2. Factor de corrección de volumen K1

Masa Molecular	-150	-155	-160	-165	-170
16,0	-0,000010	-0,000010	-0,000010	-0,000010	-0,000010
17,0	0,000280	0,000240	0,000210	0,000180	0,000160
18,0	0,000560	0,000470	0,000410	0,000370	0,000330
19,0	0,000760	0,000670	0,000580	0,000510	0,000450
20,0	0,000980	0,000860	0,000760	0,000670	0,000590
25,0	0,001780	0,001580	0,001410	0,001250	0,001120
30,0	0,002240	0,002000	0,001790	0,001600	0,001430

Tabla 3. Factor de corrección de volumen K2

Masa Molecular	-150	-155	-160	-165	-170
16,0	-0,000040	-0,000030	-0,000020	-0,000010	-0,000010
17,0	0,000910	0,000680	0,000460	0,000290	0,000210
18,0	0,001050	0,000840	0,000670	0,000530	0,000390
19,0	0,001390	0,001130	0,000880	0,000710	0,000570
20,0	0,001620	0,001330	0,001060	0,000860	0,000710
25,0	0,002730	0,002280	0,001890	0,001610	0,001380
30,0	0,003720	0,003120	0,002630	0,002240	0,001930

Protocolo de detalle PD-06

Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros

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 «vetting» exigidos por una compañía de reconocido prestigio a nivel internacional, especializada en la evaluación de buques de transporte de GNL.

En el caso de que se pretendan descargar buques metaneros que no hayan superado hasta la fecha ningún procedimiento internacionalmente reconocido de «vetting», 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 «vetting» 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 el «vetting», amare 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, transportista 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. Atrache 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 periodo de tiempo asignado para la llegada del buque. La duración de este intervalo de tiempo, o ventana de descarga, dependerá de la instalación de descarga y de la capacidad bruta del buque metanero conforme a lo siguiente:

Barcelona y Cartagena:

Para buques de capacidad inferior a 50.000 m³, 24 horas comenzando a contar las 07:00 de la Fecha de Descarga Programada.

Para buques de capacidad superior a 50.000 m³, 36 horas desde las 07:00 de la Fecha de Descarga Programada.

Huelva: Para cualquier tipo de buque, 48 horas, comenzando la ventana con el momento en que se produzca la primera marea alta dentro de la Fecha de Descarga Programada.

Bilbao: Para todo tipo de buque, 36 horas desde las 00:00 de la fecha de Descarga Programada

Otras plantas: Deberá determinarse la duración de la ventana de descarga para cada 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 laborales 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 periodo 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.

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 en cada terminal será el que se detalla a continuación:

a) Veinticuatro (24) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos, en buques de hasta 50.000 m³ de

GNL de capacidad en las terminales de Barcelona y Cartagena.

b) Treinta y seis (36) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos, en buques de más de 50.000 m³ de GNL de capacidad en las terminales de Barcelona y Cartagena.

c) Treinta y seis (36) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos, en buques de más de 100.000 m³ de GNL de capacidad en la terminal de Huelva.

d) Veinticuatro (24) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos, en buques de hasta 100.000 m³ de GNL de capacidad en la terminal de Huelva.

e) Setenta y dos (72) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos, en buques de más de 100.000 m³ de GNL de capacidad en el nuevo atraque de Barcelona, hasta la entrada en servicio del quinto tanque de GNL y sus instalaciones auxiliares.

f) Treinta y seis (36) horas consecutivas, incluidos sábados, domingos y festivos, en la terminal de Bilbao

2. Comienzo del tiempo de Plancha en 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:

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, o

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.

3. Comienzo del Tiempo de Plancha en Cartagena y Barcelona: 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 su ventana de descarga, el tiempo de plancha empezará en el momento en que el buque metanero esté atracado y listo para la descarga; o a las 07:00 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.

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.

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

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 periodo 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 prorratea 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.

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA

6004 *CORRECCIÓN de errores de la Orden PRE/572/2006, de 28 de febrero, por la que se desarrolla el Real Decreto 1665/1991, de 25 de octubre, regulador del sistema general de reconocimiento de títulos de enseñanza superior de los Estados miembros de la Unión Europea y otros Estados partes en el Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo, que exigen una formación mínima de tres años de duración en lo que afecta a las profesiones cuya relación corresponde al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.*

Advertido error por omisión en la Orden PRE/572/2006, de 28 de febrero, por la que se desarrolla el Real Decreto 1665/1991, de 25 de octubre, regulador del sistema general de reconocimiento de títulos de enseñanza superior de los Estados miembros de la Unión Europea y otros Estados partes en el Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo, que exigen una formación mínima de tres años de duración en lo que afecta a las profesiones cuya relación corresponde al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, publicada en el Boletín Oficial del Estado n.º 53, de 3 de marzo, se procede a su subsanación, mediante la publicación del anexo.

«Solicitud del derecho al ejercicio de la profesión» a que se refiere el artículo tercero. Iniciación del procedimiento de la referida Orden.