

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

3873 Orden TED/181/2025, de 13 de febrero, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista de competencia ministerial.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó el artículo 65 «Normas de Gestión Técnica del Sistema» de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, disponiendo un nuevo reparto de la competencia de estas normas entre la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Conforme lo anterior, permanecen como competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico las cuestiones relativas a: la garantía de suministro y el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad, los procedimientos de coordinación que garanticen la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones, el procedimiento sobre las medidas a adoptar en el caso de situaciones de emergencia y desabastecimiento, la calidad del gas y los requisitos de medida, y los procedimientos de control de las entradas y salidas de gas natural hacia o desde el sistema gasista nacional. Pasan a ser competencia de la CNMC el procedimiento de cálculo del balance diario de cada sujeto, el sistema de programaciones, nominaciones, renominaciones y repartos, el procedimiento de gestión y uso de las interconexiones internacionales, y las mermas y los autoconsumos.

Por su parte, 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, en su artículo 13.1, el cual no ha sido modificado por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, y permanece en vigor, dispone que el Ministro de Economía (referencia que en la actualidad debe entenderse dirigida a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) aprobará, previo informe de la Comisión Nacional de Energía (referencia que en la actualidad debe entenderse dirigida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), las Normas de Gestión Técnica del Sistema que tendrán por objeto garantizar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural.

Dichas normas resultan ser un elemento esencial de las relaciones entre los agentes del sistema y constituyen la base de los derechos y obligaciones establecidos en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

Debido al mencionado reparto competencial, se hace imprescindible derogar la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (en adelante, NGTS), y aprobar unas nuevas normas que regulen exclusivamente las materias del sistema gasista que son competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En la sesión del 8 de febrero de 2022, el Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificaciones de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del sistema gasista acordó elevar al Ministerio

para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico una propuesta de modificación de las NGTS que son competencia del ministerio. En base a dicha propuesta y a las posteriores actualizaciones remitidas por este grupo, se ha elaborado el contenido de esta orden.

Por su parte, la CNMC, el 10 de noviembre de 2022, aprobó la Resolución por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos, cuyo objeto es el contenido de las NGTS que son competencia de la CNMC.

Es de destacar que en la disposición transitoria cuarta de la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, y en la disposición transitoria sexta de la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, se dispuso que hasta el desarrollo de la normativa de gestión técnica del sistema que corresponda por la CNMC, será de aplicación lo establecido en las NGTS en todo aquello que no se oponga a lo dispuesto en las circulares.

Por tanto, se concluye que esta orden se dicta ante la necesidad de derogar la vigente Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, y aprobar el contenido de las referidas normas que son competencia de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En relación con el principio de eficacia, esta orden ministerial es el instrumento necesario y adecuado al tener el mismo rango que la disposición que deroga. Asimismo, la orden cumple el principio de proporcionalidad al limitarse a modificar sólo las cuestiones imprescindibles para alcanzar los objetivos buscados. Igualmente, se ajusta al principio de seguridad jurídica, toda vez que la orden se aplicará a partir de su entrada en vigor.

Por su parte, con respecto al principio de eficiencia, las medidas reguladas en la presente orden sólo implican las cargas administrativas a las empresas inevitables e imprescindibles, como son las relativas a la identificación de los clientes protegidos.

Se cumple también el principio de transparencia, ya que la exposición de motivos define claramente los objetivos de la orden y su justificación. Por otra parte, la tramitación de la orden mediante el trámite de audiencia e información pública realizado a través del portal de internet del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, conforme al artículo 26 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, ha permitido a los sujetos afectados presentar alegaciones a la propuesta.

En resumen, la concepción y tramitación de la orden cumple los principios de buena regulación enumerados en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

La orden ha sido objeto de informe por parte de la CNMC, aprobado por su Consejo en Pleno el 23 de enero de 2024 para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. El Consejo Consultivo de Hidrocarburos sigue ejerciendo sus funciones hasta la constitución del Consejo Consultivo de Energía de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Por último, la orden se adecua al orden competencial, al dictarse al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

En su virtud, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

La presente orden tiene como objeto aprobar las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (en adelante, NGTS), de competencia ministerial, que se insertan a continuación.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Estas NGTS serán de aplicación al Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS), a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (en adelante, CORES), a todos los sujetos que accedan a las instalaciones gasistas, a los titulares de éstas y a los consumidores.

Se aplicará en todas las instalaciones del sistema gasista español definidas en el artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Disposición adicional única. *Habilitación para la actualización técnica de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.*

Se habilita a la Secretaría de Estado de Energía a completar aquellos aspectos de las NGTS aprobadas por esta orden, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que los cambios en el estado de la técnica o de la normativa comunitaria o internacional hagan imprescindible actualizar. Toda resolución por la que se proceda a la actualización de cuestiones técnicas para su adaptación al estado de la técnica o a las normas comunitarias o internaciones deberá ser publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Queda derogada la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», a excepción del apartado 8.5 de las NGTS incluidas en el anexo, el cual entrará en vigor seis meses después.

Madrid, 13 de febrero de 2025.—La Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen Muñoz.

ANEXO

Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS) de competencia ministerial

1. Capítulo 1. Conceptos Generales.
 - 1.1 Objeto.
 - 1.2 Definiciones.
 - 1.3 Condiciones generales para el uso de las instalaciones.
 - 1.3.1 Red de transporte.
 - 1.3.2 Red de distribución: presiones mínimas relativas de garantía en las redes de distribución.
 - 1.3.3 Plantas de regasificación.
 - 1.3.4 Almacenamientos subterráneos.
2. Capítulo 2. Medición y calidad.
 - 2.1 Objeto.
 - 2.2 Glosario.
 - 2.3 Condiciones generales.
 - 2.3.1 Criterios generales relativos a los sistemas y procedimientos de medida y de análisis.
 - 2.3.2 Condiciones generales de recepción, entrega y calidad de gas.
 - 2.3.3 Condiciones generales para la medida y para la telemedida.
 - 2.3.4 Derecho de acceso a las instalaciones de medida y su comprobación.
 - 2.3.5 Derecho de acceso a la información de la telemedida.
 - 2.3.6 Derecho a instalar telemedida en los equipos de medida de los puntos de conexión.
 - 2.3.7 Disposiciones normativas y normas aplicables en medida, calidad y odorización de gas.
 - 2.3.8 Manuales de operación y protocolos de medida.
 - 2.4 Equipos de medida y de análisis de la calidad del gas.
 - 2.4.1 Titularidad.
 - 2.4.2 Puntos del sistema gasista que deben poseer equipos de medida.
 - 2.4.3 Puntos del sistema gasista que deben poseer equipos de análisis de calidad.
 - 2.4.4 Puntos del sistema gasista cuyos equipos de medida y de análisis deben contar con telemedida.
 - 2.4.5 Características y especificaciones técnicas de los equipos de medida.
 - 2.4.6 Características y especificaciones técnicas de los equipos de análisis de calidad.
 - 2.5 Análisis de la calidad del gas.
 - 2.5.1 Responsabilidad de los agentes.
 - 2.5.2 Especificaciones de calidad del gas.
 - 2.5.3 Criterios generales para el procedimiento de análisis de la composición del gas.
 - 2.5.4 Cambio de la calidad del gas en los conversores PTZ/computadores de caudal.
 - 2.6 Medida del gas.
 - 2.6.1 Responsables de la medida del gas vehiculado.
 - 2.6.2 Procedimientos de medida en puntos del sistema gasista.

- 2.6.3 Conversión de unidades de volumen y masa a energéticas.
- 2.6.4 PCS aplicable a consumidores conectados a redes de transporte.
- 2.6.5 PCS aplicable a consumidores conectados a redes de distribución.
- 2.6.6 Información para publicar sobre el factor de conversión.
- 2.6.7 Calendario de medidas.
- 2.6.8 Controles a las medidas diarias provisionales en los puntos PCTG, PCLD, PCTD, PCDD y PCDG.

2.7 Control metrológico de las instalaciones de medida.

- 2.7.1 Responsabilidad de los agentes.
- 2.7.2 Requisitos generales.
- 2.7.3 Verificaciones metrológicas periódicas de los equipos de medida.
- 2.7.4 Comprobaciones extraordinarias a petición de parte.

2.8 Regularización de lecturas y mediciones. 57

2.9 Odorización del gas.

- 2.9.1 Responsabilidad de los agentes.
- 2.9.2 Requisitos de los odorizantes.
- 2.9.3 Criterios generales para la odorización.

3. Capítulo 3. Buques.

- 3.1 Inspección de buques.
- 3.2 Estudios de compatibilidad.
- 3.3 Atraque seguro e instalaciones de descarga.
- 3.4 Autorizaciones y servicios portuarios.
- 3.5 Determinación de energía descargada/cargada transferida desde/a buques en plantas de regasificación.

3.5.1 Criterios generales.

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

3.5.3 Operación de purga de gas inerte («gassing-up») y puesta en frío de buques («cooling down»).

3.5.4 Determinación del nivel de líquido en los tanques.

3.5.5 Determinación de la masa/volumen del GNL y vapor mediante medidores de flujo.

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

3.5.7 Determinación de la presión.

3.5.8 Determinación de la calidad del GNL.

3.5.9 Cálculos.

Anexo 1.

Anexo 2.

Anexo 3.

4. Capítulo 4. Operación normal del sistema.

4.1 Consideraciones generales sobre la utilización y funcionamiento del sistema.

4.2 Operación normal del sistema.

4.3 Publicación de información sobre la Operación Normal del sistema.

4.4 Desbalances individuales.

4.5 Medidas a adoptar por el usuario ante una previsión de desbalance.

4.6 Seguimiento del sistema.

- 5. Capítulo 5. Operación del sistema en situación excepcional.
 - 5.1 Objeto.
 - 5.2 Consideraciones generales.
 - 5.3 Información para prevenir y resolver las Situaciones de Operación Excepcional.
 - 5.4 Medidas a analizar en caso de SOE.
 - 5.5 Coordinación de la operación del sistema en SOE.
 - 5.5.1 Instrucciones operativas del GTS de carácter temporal.
 - 5.6 Medidas a adoptar en SOE.
 - 5.7 Retorno a la situación de operación normal.
 - 6. Capítulo 6. Niveles de crisis del sistema y planes de emergencia.
 - 6.1 Objeto.
 - 6.2 Consideraciones generales.
 - 6.3 Clientes protegidos.
 - 6.4 Información para prevenir y resolver los niveles de crisis.
 - 6.5 Gestor de Crisis y Grupo de Gestión de Crisis.
 - 6.6 Nivel de Alerta Temprana.
 - 6.6.1 Medidas a adoptar en nivel de Alerta Temprana.
 - 6.7 Nivel de Alerta.
 - 6.7.1 Medidas a adoptar en nivel de Alerta.
 - 6.8 Nivel de Emergencia.
 - 6.8.1 Medidas a adoptar en nivel de Emergencia.
 - 6.8.2 Evaluación de la Emergencia.
 - 6.9 Planes de emergencia.
 - 6.9.1 Plan de emergencia de transportistas y distribuidores.
 - 6.9.2 Plan de emergencia de comercializadores y consumidores directos en mercado.
 - 6.10 Disponibilidad de la información en el SLATR.
 - 6.11 Comunicación en situaciones de crisis.
 - 6.12 Planes de restricción de consumos firmes.
 - 6.12.1 Restricciones a los consumos superiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos.
 - 6.12.2 Restricciones a los consumos iguales o inferiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos.
 - 6.13 Procedimiento de comunicación de orden de interrupción a consumidores de suministros firmes.
 - 6.13.1 Comunicación de la orden de interrupción a consumidores superiores a 15 GWh/año.
 - 6.13.2 Comunicación de la orden de interrupción a consumidores iguales o inferiores a 15 GWh/año.
 - 6.13.3 Comunicaciones durante el periodo de interrupción.
 - 6.14 Ejercicios de simulacro de emergencia.
- Anexo: Niveles de Criticidad y Tiempo de Preaviso Mínimo.

- 7. Capítulo 7. Plan de mantenimiento.
 - 7.1 Objeto.
 - 7.2 Mantenimientos e intervenciones.
 - 7.3 Planificación de mantenimiento.
 - 7.4 Repercusiones del plan de mantenimiento.
 - 7.5 Información proporcionada sobre el plan de mantenimiento al resto de los sujetos.
 - 7.6 Modificaciones del plan de mantenimiento.
- 8. Capítulo 8. Mecanismos de comunicación.
 - 8.1 Objetivo.
 - 8.2 Requisitos generales de los procedimientos de comunicación.
 - 8.3 Mecanismos de comunicación para el intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre estos y el GTS.
 - 8.3.1 Puntos del sistema en los que deben facilitarse señales básicas de operación (SBO).
 - 8.3.2 Responsabilidad de los titulares de las instalaciones.
 - 8.3.3 Sistemas de comunicación entre los centros de control de los titulares de instalaciones y entre éstos y el GTS.
 - 8.3.4 Requisitos de los centros de control de los titulares de las instalaciones.
 - 8.3.5 Procedimiento de interconexión entre centros de control.
 - 8.3.6 Señales básicas de operación (SBO).
 - 8.3.7 Indisponibilidad de señales.
 - 8.4 Mecanismos de comunicación de soporte a la gestión del ciclo completo del gas.
 - 8.5 Revisiones y reclamaciones.
 - 8.5.1 Estado de las reclamaciones.
 - 8.5.2 Plazo de reclamaciones.
 - 8.5.3 Reasignación de reclamaciones.
 - 8.5.4 Rechazo de reclamaciones.
 - 8.5.5 Ampliación de reclamaciones.
 - 8.5.6 Responsables de la tramitación y gestión de las revisiones/reclamaciones.
 - 8.5.7 Revisiones y reclamaciones a las emisiones.
 - 8.5.8 Revisiones y reclamaciones a la medida.
 - 8.5.9 Reclamaciones a la calidad de gas.
 - 8.6 Publicación de información.
- 9. Capítulo 9. Predicción de la demanda.
 - 9.1 Clasificación de la demanda de gas en periodo invernal.
 - 9.2 Objeto de la predicción de la demanda.
 - 9.3 Sistemas de predicción de la demanda.
 - 9.3.1 Predicción para horizonte estratégico a medio/largo plazo.
 - 9.3.2 Predicción para la operación a corto plazo.
 - 9.4 Datos históricos.

10. Capítulo 10. Criterios de definición del grado de utilización de las instalaciones.

10.1 Objeto.

10.2 Estaciones de regulación y/o medida (ERM/EM).

10.2.1 Variables a considerar.

10.2.2 Capacidad de ERM/EM.

10.2.3 Saturación de ERM/EM.

10.2.4 Infratilización de ERM/EM.

10.2.5 Informe de propuestas de adecuación de ERM/EM.

10.2.6 Seguimiento trimestral de ERM/EM.

10.3 Cargaderos de cisternas.

10.3.1 Definición de los criterios de saturación de cargaderos de cisternas.

10.3.2 Determinación del grado de saturación.

10.3.3 Actuaciones en caso de cargaderos de cisternas saturadas.

10.3.4 Análisis de las infraestructuras.

10.3.5 Análisis del estado actual de funcionamiento de los cargaderos de cisternas.

10.3.6 Análisis del estado futuro de funcionamiento de los cargaderos de cisternas.

10.3.7 Informe de propuestas de adecuación de cargaderos de cisternas saturados.

Anexo.

11. Capítulo 11. Nuevas instalaciones en el sistema gasista relativas a otros gases.

11.1 Objeto.

11.2 Requisitos generales para la integración de nuevas instalaciones en el sistema gasista.

11.3 Definición de acciones a realizar en caso de proyectos con fecha de puesta en marcha anterior al 31 de diciembre del año siguiente.

11.4 Definición de acciones a realizar en caso de proyectos con fecha de puesta en marcha posterior al 31 de diciembre del año siguiente.

11.5 Análisis de integración de la inyección de otros gases.

11.6 Adaptación de los Sistemas de la Información.

Anexo.

12. Capítulo 12. Propuestas de actualización, revisión y modificación de NGTS.

12.1 Objeto.

12.2 Funciones del Comité de Gestión Técnica.

12.3 Composición del Comité de Gestión Técnica.

12.3.1 Procedimiento de elección de los miembros de pleno derecho elegidos por votación.

12.3.2 Funcionamiento del Comité de Gestión Técnica.

12.3.3 Proceso de elaboración de propuestas de modificación de NGTS.

12.3.4 Funcionamiento de los subgrupos de redacción.

12.4 Código de Conducta del Comité de Gestión Técnica.

1. Capítulo 1 «Conceptos generales»

1.1 Objeto.

Estas Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS) de competencia ministerial tienen por objeto establecer los mecanismos para garantizar el suministro y el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad, los procedimientos de coordinación para la explotación y mantenimiento de las instalaciones, la previsión de planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos de suministro, las medidas a adoptar en situaciones de emergencia y desabastecimiento, los requisitos de calidad y medida del gas y los procedimientos de control de las entradas y salidas de gas del sistema gasista.

Lo dispuesto en estas normas para el gas natural será aplicable a los gases combustibles definidos en el artículo 54 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. A estos efectos, «los requisitos de composición de estos gases al objeto de garantizar la seguridad de las personas, instalaciones y equipos de consumo, así como su correcta conservación» a los que se refiere el citado artículo, son los dispuestos en el capítulo 2.

En lo que aplique exclusivamente a otros gases combustibles distintos del gas natural, estas NGTS se referirán a ellos como «otros gases».

1.2 Definiciones.

A efectos de la presente normativa se consideran las siguientes definiciones, además de las ya recogidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y las normas que la desarrollan; la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural; la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural; y la Circular 3/2017, de 22 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, relativa a los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa:

– Mecanismo de comunicación.

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

– Operación del sistema gasista.

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

– *Bunkering*.

Operación de carga de gas natural licuado (GNL) en un buque para emplearlo como combustible en el transporte marítimo, o para su posterior venta como combustible de buque.

– *Early departure*.

Salida temprana del buque de la planta de regasificación por circunstancias logísticas del buque.

– Punto de conexión de la red de transporte con gasoductos de transporte de otros países y puntos de interconexión virtual (PCI).

Punto del sistema gasista por el que sale o entra gas de la red de transporte ubicada en el territorio español a otra red de gasoductos de transporte de otros países.

– Punto de conexión de la red de transporte con almacenamiento virtual de balance (PCAS).

Punto del sistema gasista por el que sale o entra gas de la red de transporte a un almacenamiento subterráneo.

– Punto de conexión de la red de transporte con el tanque virtual de balance (PCPR).

Punto del sistema gasista que conecta una planta de regasificación con la red de transporte.

– Punto de conexión de la red de transporte con yacimientos (PCY).

Punto del sistema gasista por el que entra gas desde un yacimiento a la red de transporte.

– Punto de conexión de la red de transporte con inyección de otros gases (PCTG).

Punto del sistema gasista por el que entra gas desde una planta de producción de otros gases a la red de transporte.

– Punto de conexión de redes de transporte de distintos operadores (PCTT).

Punto que conecta gasoductos de transporte de dos titulares diferentes.

– Punto de conexión de la red de transporte con líneas directas o consumidores finales (PCLD).

Punto que conecta una infraestructura de la red de transporte con una línea directa de un consumidor, tal y como se define en el artículo 78 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, o con un consumidor final.

– Punto de conexión de la red de transporte con redes de distribución (PCTD).

Punto que conecta una infraestructura de la red de transporte con una infraestructura de la red de distribución considerando ambos sentidos de flujo.

– Punto de conexión de redes de distribución de distintos operadores (PCDD).

Punto que conecta gasoductos de distribución de dos titulares diferentes.

– Punto de conexión de la red de distribución con inyección de otros gases (PCDG).

Punto del sistema gasista por el que entra gas desde una planta de producción de otros gases a la red de distribución. Se incluirá exclusivamente la inyección directa en red de distribución.

– Punto de carga y descarga de GNL en el tanque virtual de balance (PCDB).

Punto del sistema gasista por el que entra GNL a una planta de regasificación de GNL desde un buque, o por el que se carga GNL desde planta a buque, o el trasvase de GNL entre buques, o la puesta en frío de buques.

- Punto de carga de GNL a cisternas en plantas de regasificación (PCCC).

Punto del sistema gasista por el que sale GNL desde un tanque o desde un buque en una planta de regasificación hacia una cisterna/contenedor.

- Punto de suministro.

Cualquier punto por el que el gas procedente del sistema gasista entra en las instalaciones del consumidor de gas.

Según puedan condicionar la operación normal de la red a la que está conectados, éstos se clasifican de la siguiente forma:

- Todos los puntos de suministro conectados a redes de presión superior a 16 bar con caudal horario contratado igual o superior a 25.000 m³ (n)/h.

- Aquellos puntos de suministro conectados a redes de presión superior a 16 bar que, por su consumo, tipo o ubicación en la red puedan condicionar la operación normal de las redes a las que estén conectados. Estos últimos puntos de suministro serán definidos anualmente por el Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS) con la información de transportistas y distribuidores y comunicados a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

- Plantas satélites monocliente.

Aquellas que alimentan un único consumidor.

- Plantas satélites de distribución.

Aquellas que alimentan una o varias redes de distribución.

- Calibración.

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

- Comprobación.

Proceso de revisión del correcto funcionamiento de las líneas donde se han contrastado únicamente las condiciones de operación de presión y temperatura, asegurando que los errores quedan dentro de los máximos permitidos.

- Confirmación metrológica.

Proceso por el que se asegura que el instrumento o sistema de medida es conforme a los requisitos correspondientes a su uso previsto, según establezcan la normativa de control metrológico del Estado y, en su caso, las normas técnicas aplicables.

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

- Cuenta de Balance Operativa u *Operational Balancing Account* (OBA).

Cuenta en la que se acumulan cantidades de gas/GNL determinadas por la diferencia entre la cantidad total medida en el punto de conexión que corresponda y la suma de los repartos de los usuarios en dicho punto de conexión.

– Medida.

Proceso de determinación de la cantidad del gas/GNL que ha transitado por los puntos del sistema gasista.

– Análisis.

Proceso de determinación de la composición del gas/GNL que ha transitado por los puntos del sistema gasista.

– Verificación.

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

– Reparación/ajuste.

Acción tomada sobre un equipo de medida cuya verificación ha resultado no conforme, con objeto de convertirlo en aceptable para su utilización prevista.

– Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes (SLATR).

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

– Revisión.

Proceso de comprobación de la información enviada por parte del responsable correspondiente, que puede resultar en una modificación o no de ésta.

– Reclamación.

Comunicación por parte de un sujeto afectado de la no conformidad con la información comunicada, previamente enviada por el responsable correspondiente, o con la información procesada/calculada por el SLATR.

– Capacidad nominal.

Es la capacidad máxima de una instalación autorizada por la autoridad competente correspondiente que determinará la capacidad utilizable en operación normal, sin incluir los equipos de emergencia o reserva y sin considerar los posibles márgenes operacionales y restricciones que puedan derivarse de las características de las instalaciones a las que está conectada.

– Capacidad operativa.

Es la capacidad nominal de una instalación considerando los posibles márgenes operacionales y restricciones, limitaciones o congestiones físicas que puedan derivarse de las características de las instalaciones a las que está conectada.

– Capacidad mínima de operación.

Es la capacidad por debajo de la cual no puede utilizarse la instalación de forma continuada en el tiempo, al no estar garantizada la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación, ni el cumplimiento de los requisitos medioambientales.

- Capacidad útil de una instalación.

Es la capacidad nominal menos la capacidad mínima de operación, en caso de existir esta última. En el caso de un almacenamiento subterráneo, será la capacidad nominal menos la capacidad ocupada por el gas colchón que no puede ser extraída mediante medios mecánicos.

- Capacidad disponible.

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

- Capacidades de inyección y extracción de un almacenamiento subterráneo.

Caudales de gas natural que consigue vehicular la instalación cuando realiza las acciones de inyectar o extraer gas, respectivamente.

- Existencias útiles de un almacenamiento subterráneo.

Volumen de gas contenido en la capacidad útil del almacenamiento. El gas útil es la diferencia entre las existencias totales de gas contenidas en el almacenamiento y el gas colchón.

- Gas colchón de un almacenamiento subterráneo.

Volumen de gas contenido en el almacenamiento que es necesario para poder extraer el gas a la presión de diseño del gasoducto al que se conecta el almacenamiento.

- Indisponibilidad de una instalación.

Cualquier situación de limitación total o parcial del funcionamiento de alguna instalación del sistema gasista, ya sea motivada por mantenimientos, puesta en marcha de infraestructuras, o por una emergencia, fuerza mayor, caso fortuito o cualquier otra circunstancia.

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

Es la cantidad de gas almacenado en la red de transporte.

- Protocolo de medida.

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

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

Volumen de GNL contenido en la capacidad mínima de operación de los tanques.

- Gas de operación o autoconsumo.

Gas necesario para el correcto funcionamiento de los equipos e instalaciones del sistema gasista.

- Puesta en frío (*Cooling Down*).

La operación de puesta en frío de un buque consiste en la adecuación de la temperatura y/o los niveles de los tanques del buque que permita la posterior carga, utilizando para ello el GNL almacenado en los tanques de las plantas de regasificación.

- Purga de gas inerte (*Gassing-up*).

La operación de purga de gas inerte consiste en reemplazar por gas natural la atmósfera del gas contenida en los tanques de un buque debido a su inertizado.

- Demanda convencional.

Es la cantidad de gas consumida por los usuarios doméstico-comerciales e industriales del sistema gasista.

- Demanda eléctrica.

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

- Demanda total sistema.

Es la suma de las demandas convencional y eléctrica.

1.3 Condiciones generales para el uso de las instalaciones.

1.3.1 Red de transporte.

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

La cantidad aportada al nivel de llenado de los gasoductos o valor de referencia de existencias no podrá ser utilizada por los titulares de las instalaciones. El alcance y la periodicidad de las programaciones de gas necesarias para el nivel de llenado se realizará conforme a lo establecido en la Resolución de 12 de julio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de compra de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado.

1.3.2 Red de distribución: presiones mínimas relativas de garantía en las redes de distribución.

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

- 18 mbar relativos para redes de presión no superior a 0,05 bar.
- 50 mbar relativos para redes de presión superior a 0,05 bar y hasta 0,4 bar.
- 0,4 bar relativos para redes de presión superior a 0,4 bar y hasta 4 bar.
- 3 bar relativos para redes de presión superior a 4 bar y hasta 16 bar.
- 16 bar relativos para redes de presión superior a 16 bar.

El operador de la red de distribución informará, de forma transparente y no discriminatoria, a los clientes con consumos superiores a 100 GWh/año y al GTS de los niveles de presión que puede garantizar en las distintas zonas de red.

1.3.3 Plantas de regasificación.

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

constructivas de cada tanque y será acreditado por los titulares de las instalaciones en base a sus características técnicas.

El alcance y la periodicidad de las programaciones de gas para el llenado del nivel mínimo operativo de los tanques de GNL se realizará conforme a lo establecido en la Resolución de 12 de julio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de compra de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado.

1.3.4 Almacenamientos subterráneos.

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

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

El alcance y la periodicidad de las programaciones de gas para el llenado del nivel mínimo operativo se realizará conforme a lo establecido en la Resolución de 12 de julio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de compra de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado.

2. Capítulo 2 «Medición y Calidad»

2.1 Objeto.

El presente capítulo tiene como objeto desarrollar conceptos y procedimientos relacionados con la medida, el análisis de la calidad y la odorización, del gas natural y de otros gases.

En este capítulo se establecen los límites de calidad y otras características del gas. Adicionalmente, se establecen los requisitos mínimos para la medida y el análisis de la calidad del gas.

Asimismo, establecerá los siguientes procedimientos y métodos estándares:

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

Dichos procedimientos determinarán la cantidad y calidad de los flujos de gas en todos los puntos del sistema gasista en que sea legalmente preceptivo o se considere necesario, a fin de efectuar de forma precisa y correcta las siguientes funciones y actividades:

- La supervisión y gestión eficiente y transparente de control integral de la operación del sistema gasista.
- Los repartos y balances a los que se refiere la Resolución de la CNMC, de 10 de noviembre de 2022, por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.
- La facturación de las entregas de gas efectuadas entre los sujetos que operan en el sistema.
- La facturación de los suministros efectuados a consumidores por parte de comercializadores.

– La facturación de los servicios de ATR (acceso de terceros a las instalaciones gasistas) prestados por los titulares de las instalaciones a los usuarios.

Con este fin, el alcance de este capítulo se hace extensivo a todos aquellos aspectos exigibles a los equipos y procedimientos de medida y de análisis, así como a aquellos relacionados con el control metrológico establecido en el Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, y la Orden ICT/155/2020, de 7 de febrero, por la que se regula el control metrológico del Estado de determinados instrumentos de medida. En caso de no existir legislación específica al respecto se cumplirá con la norma UNE, ISO o internacionalmente aceptada correspondiente.

Las referencias a normas que se realicen en el presente reglamento se entenderá sin perjuicio del reconocimiento de las normas correspondientes admitidas por los Estados miembros de la Unión Europea, o por los países miembros de la Asociación Europea de Libre Comercio, firmantes del Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo, siempre que las mismas supongan un nivel de seguridad de las personas, los bienes o el medio ambiente equivalente, al menos, al que proporcionan aquellas, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2019/515 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de marzo de 2019, relativo al reconocimiento mutuo de mercancías comercializadas legalmente en otro Estado miembro y por el que se deroga el Reglamento (CE) núm. 764/2008.

Para el necesario seguimiento, se realizarán medidas y análisis para determinar la cantidad y calidad del gas transportado, regasificado, descargado, distribuido o almacenado en las instalaciones, debiéndose mantener un registro de las medidas y los análisis durante cuatro años.

2.2 Glosario.

Se consideran las definiciones recogidas en el capítulo 1 y, en lo referente al control metrológico, las contenidas en el Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, y en la Orden ICT/155/2020, de 7 de febrero.

Las unidades de medida empleadas son:

- La unidad volumétrica para GNL será el m³ de GNL.
- La unidad volumétrica para fase gaseosa será el m³(N), en condiciones normales de presión y temperatura.
- La unidad energética será el kWh.
- La unidad másica será el kg.
- Las capacidades de entrada y salida se expresarán en kWh/h, kWh/día, m³ de GNL/h, m³(N)/h, m³(N)/día, millardos de m³(N)/año (bcm/año) y kg/h.
- La capacidad de almacenamiento se expresará en kWh o m³(N) y la cantidad almacenada en kWh o m³(N).
- La unidad de presión es el bar.
- La unidad de temperatura es el °C.
- Las condiciones de referencia se establecen en 0 °C y 1,01325 bar.
- Para las características de índice de Wobbe, PCS, densidad relativa al aire y densidad, se utilizará la nomenclatura y símbolos marcados en la norma UNE-EN ISO 6976:2017: Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición.

Estas unidades serán de uso obligatorio para todos los procesos asociados a la medida y al análisis de la calidad.

La pureza del hidrógeno se establecerá en % mol, en base seca y/o en condiciones actuales de entrada en la red o en las condiciones de referencia.

2.3 Condiciones generales.

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

2.3.1 Criterios generales relativos a los sistemas y procedimientos de medida y de análisis.

Los criterios generales que reglarán cualquier sistema y procedimiento de medida y de análisis que se desarrolle serán los siguientes:

- La instalación de medida contará con los equipos necesarios para la correcta medida y, en su caso, el correcto análisis de la calidad del gas entregado.

- Por lo general, las instalaciones de medida no dispondrán de equipos para la determinación de la calidad del gas. En este caso, los parámetros necesarios para establecer la calidad se obtendrán de otro punto del sistema, aceptado por los sujetos involucrados, que sí disponga de este tipo de equipos, que esté recibiendo gas de calidad igual o similar y que cuente con los equipos pertinentes.

- Sólo serán válidos los equipos y procedimientos de medida y de análisis que estén expresamente referenciados en este capítulo o, en su defecto, que estén acordados entre las partes.

- Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores volumétricos que carezcan de equipo de conversión, m³, a la unidad de medida aplicada en tarifas y peajes, kWh, se utilizará un coeficiente que deberá tener en cuenta las condiciones de medida del punto de suministro y el poder calorífico superior (PCS) en fase gas en condiciones de referencia. A estos efectos, el GTS deberá comunicar diariamente a los distribuidores y comercializadoras los coeficientes a aplicar a los consumidores en las distintas zonas geográficas, así como su justificación. El GTS publicará en su portal de internet la información del PCS y factores de conversión y corrección aplicables a cada municipio.

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

- Los sistemas y equipos de medida y de análisis de calidad estarán sujetos a las verificaciones establecidas por la legislación de control metrológico para comprobar que sus características metrológicas se mantienen dentro de los niveles de exactitud y fiabilidad establecidos. En caso de que no exista legislación al respecto y que no se contemple en el presente capítulo, siempre se deberá acordar entre los sujetos interconectados el alcance y frecuencia de las verificaciones.

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

- Para la determinación de las cantidades y calidades finales entregadas, confirmación metrológica de los sistemas de medida o cualquier otra comprobación que pudiera acordarse, los sujetos del sistema podrán designar representantes, que actuarán en nombre de sus correspondientes empresas, de acuerdo con lo establecido en la normativa técnica correspondiente.

- Los sujetos afectados notificarán, de forma escrita, a los restantes sujetos implicados la designación de sus representantes o aquello que se establezca en caso de que los representantes no puedan cumplir con los deberes de la normativa técnica

correspondiente. Cualquier cambio de representante deberá ser notificado al resto de los sujetos implicados de forma escrita.

– Cualquier modificación de los procedimientos de cálculo y control de la cantidad y calidad del gas o de la composición de las botellas patrón, así como la sustitución de algún equipo de medida y calidad, será acordada entre las partes afectadas por la medida.

– Sólo serán válidos los procedimientos y equipos de medida y de análisis de calidad que estuvieran expresamente referenciados en este capítulo. En el caso de que aparezcan nuevos procedimientos, normas o equipos de medida o de análisis de calidad de gas, que proporcionen mayor fiabilidad, precisión o rapidez y sean económicamente rentables, el titular de la instalación de medida y el resto de las partes (incluyendo el GTS) podrán acordar la posibilidad de utilizar estos procedimientos, normas o equipos de medida, o de sustituir a los ya utilizados.

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

Las reglas, procedimientos o acuerdos recogidos en los manuales para la recepción, entrega y calidad de gas en los puntos del sistema gasista, cuando proceda, en los aspectos que no sean regulados por la normativa vigente, se regirán por las condiciones siguientes:

– El gas introducido por los puntos de entrada del sistema gasista deberá cumplir con las especificaciones de calidad determinadas en este capítulo.

– El operador de instalaciones no tendrá la obligación de entregar al usuario en los puntos de salida exactamente las mismas características de gas natural que dicho usuario haya introducido por los puntos de entrada, siempre que el gas cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en este capítulo y se entregue la cantidad acordada en términos de energía.

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

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

2.3.3 Condiciones generales para la medida y para la telemedida.

El titular de la instalación de medida deberá disponer de los equipos de telemedida correspondientes cuando su nivel de consumo o características de la red a la que se encuentre conectado lo haga necesario según el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. Los equipos de telemedida deberán ser compatibles con los sistemas de gestión de telemedida del distribuidor y/o transportista, permitiendo la transmisión de datos al mismo.

En los casos en que el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, lo determine, para efectuar la puesta en servicio de las instalaciones en los nuevos puntos de suministro será imprescindible disponer de un sistema de telemedida y las instalaciones auxiliares necesarias.

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

En los PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTT (en ambos sentidos de flujo), PCTD (en ambos sentidos de flujo), PCDD (en ambos sentidos de flujo), PCDG y en los puntos de suministro, el titular de la instalación deberá permitir el acceso *in situ* a los equipos de medida y de análisis a la otra parte implicada, tras la previa concertación de la visita.

La parte implicada que no sea titular de los equipos de medida y de análisis de calidad tendrá el derecho de realizar comprobaciones periódicas, tales como, por ejemplo: la toma de lecturas, visitas de comprobación de elementos de medida y el estado de los elementos precintables de los sistemas de medida. De igual forma podrá solicitar de forma puntual los valores horarios necesarios para realizar comprobaciones de los totalizadores del volumen medido a las condiciones de trabajo, volumen a condiciones de referencia y energía, así como los valores de las variables de presión y temperatura, la composición del gas y características asociadas (PCS, densidad, índice de Wobbe) siempre que estén disponibles en los equipos de medida asociados.

Se considerarán partes implicadas:

– En los puntos de conexión:

- los titulares de las instalaciones aguas arriba y aguas abajo,
- el GTS,
- los productores de otros gases,
- los comercializadores titulares del gas vehiculado.

– En los puntos de suministro:

- el consumidor,
- el titular de la red a la que está conectado,
- el transportista o distribuidor aguas arriba, cuando sus balances puedan verse afectados por la medida del consumidor, y
 - los comercializadores que suministren,
 - el GTS se considerará parte implicada de un punto de suministro cuando se trate de un consumidor que pueda condicionar con su comportamiento la operación normal de la red a la que está conectado.

2.3.5 Derecho de acceso a la información de la telemedida.

El GTS dispondrá de acceso continuo a la telemedida de todos los puntos de salida de la red básica, así como de todos los puntos de inyección de otros gases, tanto en redes de transporte como de distribución. Este acceso no supondrá ningún coste para los usuarios. El GTS recibirá diariamente las señales de telemedida de los consumidores que puedan condicionar con su comportamiento la operación normal de la red a la que están conectados, bien de forma directa o bien a través del distribuidor o transportista.

Asimismo, los distribuidores recibirán en su centro gestor de telemedida los datos de telemedida de los puntos de suministro de aquellos consumidores que dispongan de ella. Estos datos serán puestos a disposición de los agentes participantes (comercializadores, transportistas y GTS) de acuerdo con lo establecido en la Resolución de la CNMC, de 10 de noviembre de 2022, por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

2.3.6 Derecho a instalar telemedida en los equipos de medida de los puntos de conexión.

En los PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTT (en ambos sentidos de flujo), PCTD (en ambos sentidos de flujo), PCDD (en ambos sentidos de flujo), PCDG y en los puntos de suministro, que puedan tener incidencia en la operación de la red, o cuando pueda ser necesario para la realización de los balances, el titular de la instalación deberá permitir a la otra parte la instalación de telemedida en el equipo de medida. El coste de la instalación la asumirá la parte que instale el equipo.

2.3.7 Disposiciones normativas y normas aplicables en medida, calidad y odorización de gas.

El GTS publicará y mantendrá actualizado en su portal de internet un listado de disposiciones normativas y normas en vigor, aplicables a la medida, calidad y odorización de gas y sus equipos, habilitando la descarga de aquellos documentos que sean de acceso libre y gratuito. El listado incluirá, al menos:

- El extracto de las disposiciones de la normativa sectorial relativas a la lectura y medida, así como al proceso de regularización de las medidas.
- La normativa metrológica legal española y normas UNE-EN aplicables a los diferentes equipos: contadores, conversores, computadores de caudal, cromatógrafos, analizadores de composición, etc.
- La normativa española y normas UNE-EN que permitan determinar el tamaño del contador para los puntos de suministro, de acuerdo con el punto 2.4.5.4 de este capítulo.
- Las normas UNE, ISO o internacionalmente aceptadas para determinar la calidad del gas al objeto de comprobar si cumple con las especificaciones recogidas en el apartado 2.5 de este capítulo.
- Las normas UNE, ISO o internacionalmente aceptadas que establezcan los procedimientos de medida y cálculo aplicables de acuerdo con el apartado 2.6 de este capítulo.
- La altitud en metros de los municipios utilizada para el cálculo del factor de conversión por presión (K_p), así como el organismo oficial de estadística competente que lo publique.

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

2.3.8 Manuales de operación y protocolos de medida.

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

Los transportistas y distribuidores publicarán en sus portales de internet los manuales de operación y de protocolos de medida que utilicen.

2.4 Equipos de medida y de análisis de la calidad del gas.

En los PCAS, PCPR, PCY, PCTT (en ambos sentidos de flujo), PCTD (en ambos sentidos de flujo), PCDD (en ambos sentidos de flujo), PCTG, PCDG y en los puntos de suministro, los equipos de medida y de análisis deberán ser sometidos a las obligaciones de control metrológico derivadas del Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, y de sus normas de desarrollo, así como de toda aquella normativa que aplique a otros gases.

En todos los casos, será imprescindible disponer del certificado de conformidad previo a la instalación del equipo de medida o de análisis, según lo establecido en la normativa metrológica nacional vigente. Las partes implicadas, de acuerdo con la definición incluida en el apartado 2.3.4, tendrán derecho a constatar documentalmente que la instalación y el equipo medida o de análisis disponen de la oportuna certificación de conformidad metrológica, tras la previa concertación de una visita con el titular de estos.

Aquellos sistemas de medida que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor de esta orden, y cuyos esquemas no se ajusten a lo establecido en este capítulo, deberán cumplir la normativa vigente en el momento de su puesta en marcha y podrán seguir siendo utilizados hasta el fin de su vida útil, o hasta su modificación, sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos anteriores.

2.4.1 Titularidad.

En los PCTT (en ambos sentidos de flujo), PCTD (en ambos sentidos de flujo), PCDD (en ambos sentidos de flujo) y en los puntos de suministro, la titularidad del equipo de medida y del equipo de análisis de calidad, en su caso, vendrá determinada por la normativa vigente o, en su defecto, por los acuerdos alcanzados por las partes afectadas.

En los PCTG y PCDG, el equipo de medida y el equipo de análisis de calidad serán propiedad del titular de la red, transportista o distribuidor, a la que se conecte el productor, salvo acuerdo entre las partes. El gas deberá ser entregado por el productor a la presión de diseño de la red, o, en su defecto, a la indicada por el transportista/distribuidor, y con una calidad dentro de las especificaciones establecidas en el presente capítulo.

2.4.2 Puntos del sistema gasista que deben poseer equipos de medida.

En los PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCDB, PCCC, PCTT (en ambos sentidos de flujo), PCTD (en ambos sentidos de flujo), PCDD (en ambos sentidos de flujo), PCTG, PCDG y en los puntos de suministro, se deberá disponer de equipos de medida.

2.4.3 Puntos del sistema gasista que deben poseer equipos de análisis de calidad.

Las instalaciones de medida de los siguientes puntos deben contar con analizadores de composición, que determinen, entre otros, PCS y densidad:

- PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCDB y PCCC.
- PCTG y PCDG. En estos puntos, el PCS y la densidad, entre otros, podrán ser determinados por el transportista o distribuidor titular de la red a partir de la información de la calidad de gas dada por los equipos analizadores de composición de la planta de producción de otros gases. En los casos en los que se produzca una mezcla previa a la inyección a la red, el transportista o distribuidor titular de la red deberá disponer de los equipos de análisis de calidad de gas necesarios para determinar el PCS y la densidad del gas que se inyecta en la red.
- Puntos donde se pueda alterar la composición del gas o que por su representatividad sean precisos para la determinación de la composición. Estos puntos se denominarán puntos singulares de análisis de la calidad del gas del sistema y serán determinados por el GTS.
- Puntos de suministro que puedan condicionar la operación normal de la red a la que estén conectados de acuerdo con la definición incluida en el capítulo 1.

2.4.4 Puntos del sistema gasista cuyos equipos de medida y de análisis deben contar con telemedida.

Los equipos de medida y, en su caso, de calidad de los siguientes puntos de conexión deberán contar con telemedida digital:

- PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTD (en ambos sentidos de flujo) y PCDG.
- Puntos de suministro a consumidores que puedan condicionar la operación normal de la red a la que estén conectados, de acuerdo con la definición incluida en el capítulo 1, o de cualquier otro consumidor que esté obligado a disponer de telemedida de acuerdo con la legislación en vigor.

2.4.5 Características y especificaciones técnicas de los equipos de medida.

El diseño de las estaciones de medida contemplará que los contadores estén dimensionados para trabajar en márgenes de caudal situados entre el 60 % y el 85 % del caudal máximo del contador.

El dimensionamiento maximizará el tiempo de operación por encima del caudal de transición (Q_t), entendiéndose por tal aquel valor del caudal situado entre el caudal mínimo y máximo y en el que el intervalo de caudal se divide en dos zonas, la «zona superior» y la «zona inferior». A cada zona corresponderá un error máximo permitido característico.

Los titulares de equipos de medida ya instalados que no cumplan las características indicadas en este apartado deberán presentar a la Secretaría de Estado de Energía, en un plazo de 6 meses desde la entrega vigor de esta orden, un plan para sustituir o adaptar sus equipos, incluyendo plazos justificados de implantación. Estos planes deberán ser comunicados al GTS y publicarse en el SLATR.

2.4.5.1 PCCC.

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

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

La báscula y el resto de los equipos utilizados para la medida, como los analizadores de composición o los medidores de flujo (máscos o volumétricos), en caso de estar disponibles, estarán sometidos al control metrológico legal que sea de aplicación, tanto en su puesta en servicio como en las verificaciones periódicas y después de su reparación o modificación, a fin de garantizar su exactitud dentro de los rangos establecidos.

2.4.5.2 PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTT, PCLD, PCTD, PCDG y PCDB:

En estos puntos cada línea principal de la instalación de medida constará de los siguientes elementos:

– Un contador de gas que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea, que cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación y sea de dinámica adecuada para cubrir el rango de caudales que circulen por él. El contador estará equipado con un emisor de pulsos y/o un puerto de comunicaciones, para su comunicación con el conversor de volumen/computador de caudal.

– Un conversor de volumen tipo PTZ/computador de caudal que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y que cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, con transmisor de presión absoluta y temperatura asociados para medida volumétrica, siendo el conjunto de clase 0,5 según la norma UNE correspondiente.

– Una línea auxiliar de medida equivalente a la principal. Desde el punto de vista de las condiciones de operación también debe mantener la equivalencia en cuanto a presión regulada cuando esté en emisión.

A lo largo del año de gas, tanto la línea principal como la línea auxiliar deberán ser empleadas en períodos de tiempo de duración suficiente para asegurar que ambas líneas estén disponibles en cualquier momento en caso de fallo de la otra y, además, para posibilitar la detección de errores de calibrado de los equipos que permitan reducir las mermas de las instalaciones.

Se podrá disponer de líneas adicionales de diferente tamaño en el supuesto que la variación de consumos así lo aconseje. En el caso de que se superen los umbrales de consumo previstos en el apartado 2.4.5.5 para la figura IV, estas líneas adicionales que puedan instalarse para adecuarse a las variaciones de la demanda deberán disponer de su correspondiente línea auxiliar.

Las instalaciones de medida deberán disponer de una unidad remota, de acuerdo con las especificaciones definidas por el titular que le permita disponer de los datos de medida y de calidad del gas (en caso de que existan) en sus centros de gestión de las telemidas, y de acuerdo con la legislación vigente.

2.4.5.3 PCDD.

Los sistemas de medida en los puntos de conexión entre distribuidores, independientemente de su presión de contaje, deberán operar en el rango de caudales establecido por el fabricante, disponiendo de doble línea de medida cuando el consumo de verano e invierno así lo aconseje.

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

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

– En sistemas de medida con presiones de contaje superiores a 4 bar, las instalaciones constarán de los mismos elementos que se indican en el apartado 2.4.4.2.

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

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

- Un convertor de volumen tipo PT o PTZ, que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación. El tipo de convertor acordará entre las partes, caso por caso, y quedará reflejado en un protocolo firmado, donde se definirán los derechos y obligaciones respectivos.

2.4.5.4 Puntos de suministro.

La configuración y elementos constitutivos de los sistemas de medida en estos puntos se determinará en función del consumo horario máximo, medido en kWh en las condiciones de referencia del sistema gasista, y en función del consumo anual, según se indica en las siguientes tablas y en los esquemas de sistemas de medida definidos en el apartado 2.4.5.5 El diseño del sistema de medida deberá asegurar que el contador elegido cubra en todo momento el rango de caudales que circule por él, incluido el caudal horario mínimo, de acuerdo con lo que establecido en la norma UNE 60620:2021: Instalaciones receptoras de gas natural suministradas a una presión máxima de operación (MOP) superior a 5 bar.

Tabla 1. Sistemas de medida para presiones de medida > 0,4 bar

Consumo horario máximo – (C) [kWh]	Consumo anual – (GWh)			
	< 10	≥ 10 y <100	≥ 100 y < 150	≥ 150
$C < 150 \cdot F_c$	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PT.
$150 \cdot F_c \leq C < 350 \cdot F_c$	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PT.
$350 \cdot F_c \leq C < 600 \cdot F_c$	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PT.

Consumo horario máximo (C) [kWh]	Consumo anual (GWh)			
	< 10	≥ 10 y <100	≥ 100 y < 150	≥ 150
$600 \cdot F_c \leq C < 3500 \cdot F_c$	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PTZ.	Fig IV con convertor PTZ.
$3500 \cdot F_c \leq C < 6500 \cdot F_c$	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PTZ.	Fig IV con convertor PTZ.	Fig IV con convertor PTZ.
$C \geq 6500 \cdot F_c$	Fig IV con convertor PTZ.	Fig IV con convertor PTZ.	Fig IV con convertor PTZ.	Fig IV con convertor PTZ.

F_c será un valor fijo de 11,63 kWh/Nm³.

Tabla 2. Sistemas de medida para presiones de medida $\leq 0,4$ bar

Consumo horario máximo (C) [kWh]	Consumo anual (GWh)				
	< 2	≥ 2 y <5	≥ 5 y <10	≥ 10 y <100	≥ 100
$C < 150 \cdot F_c$	Fig I.				
$150 \cdot F_c \leq C < 350 \cdot F_c$	Fig I.	Fig II.	Fig II.	Fig III con convertor PT.	Fig III con convertor PT.
$350 \cdot F_c \leq C < 600 \cdot F_c$	Fig I.	Fig III con convertor PT.			
$C \geq 600 \cdot F_c$	Fig III con convertor PT.				

F_c será un valor fijo de 11,63 kWh/Nm³.

En las instalaciones de medida con esquemas I y II, la corrección se efectuará mediante el factor de conversión fijo resultante de aplicar lo dispuesto en el epígrafe 2.6.3.

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

Para los conjuntos de regulación y medida de los tipos A-6, A-10-B y A-10-U recogidos en la norma UNE 60404-1:2015: Combustibles gaseosos. Conjuntos de regulación de presión y/o medida, con presión máxima de operación (MOP) inferior o igual a 5 bar. Parte 1: Conjuntos para empotrar, adosar o situar en recintos con caudal nominal equivalente inferior o igual a 100 m³(n)/h de gas natural, el sistema de medida deberá cumplir los requisitos de diseño y funcionamiento establecidos en dicha norma, no siendo de aplicación los requisitos de este apartado.

En los siguientes casos el titular de la instalación de medida deberá poner en marcha un plan de adecuación donde la medida del gas se realizará mediante un sistema de conmutación en paralelo que cubra las variaciones de caudal o bien se deberán independizar los consumos. El plan de adecuación deberá ser previamente aprobado por el operador de la red y el comercializador correspondiente:

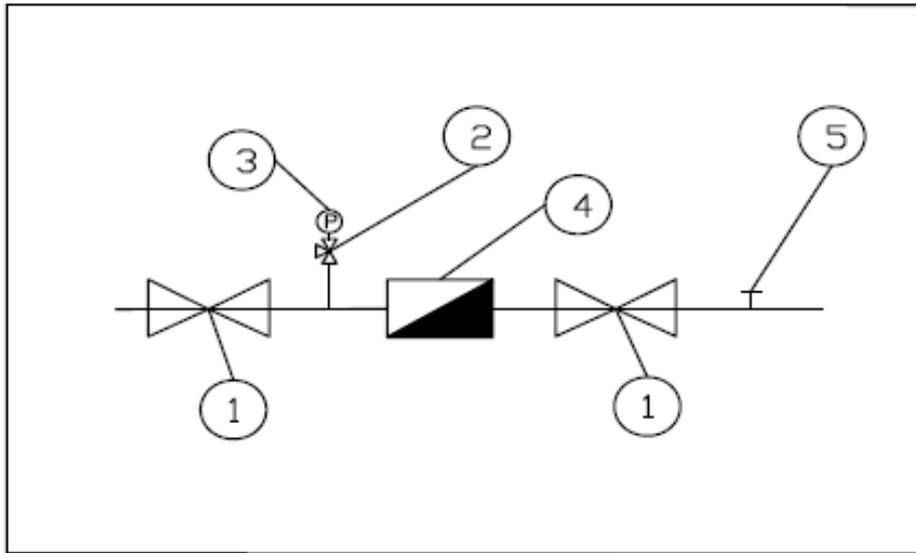
- cuando el consumidor presente variaciones de consumo que imposibiliten que un sistema de medida con un solo contador cubra con su extensión de medida las citadas variaciones,
- cuando el consumidor contrate un suministro superior al que tenía, que conlleve un cambio en la tipología de la instalación de contaje existente,

c) cuando se detecte que el consumidor ha bajado su consumo de forma que conlleve un cambio de equipos en la instalación de contaje existente (por no cumplir lo establecido al inicio del apartado 2.4.5).

Los operadores de redes deberán comunicar a los consumidores conectados, que estén obligados a disponer de teled medida en sus instalaciones de medida, los protocolos de comunicación que permitan recibir dicha información en su centro gestor de teled medidas.

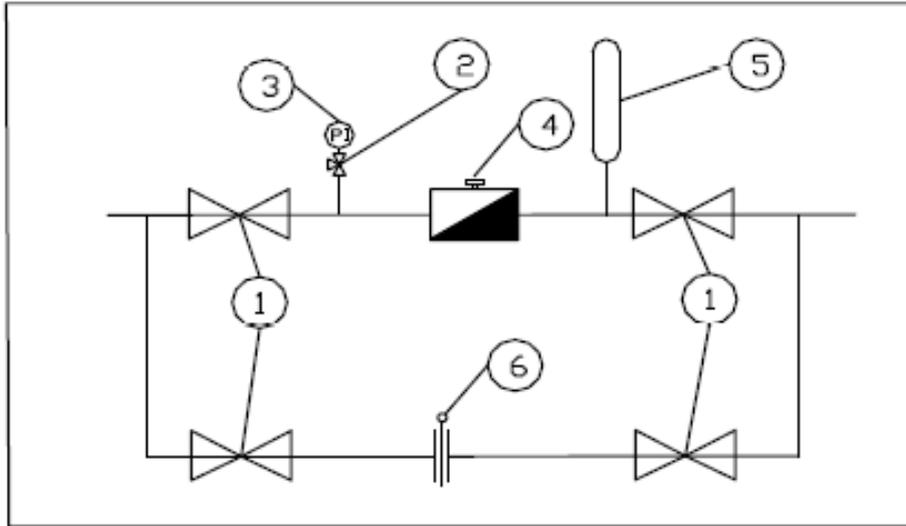
2.4.5.5 Esquemas de los sistemas de medida para puntos de suministro.

Figura I



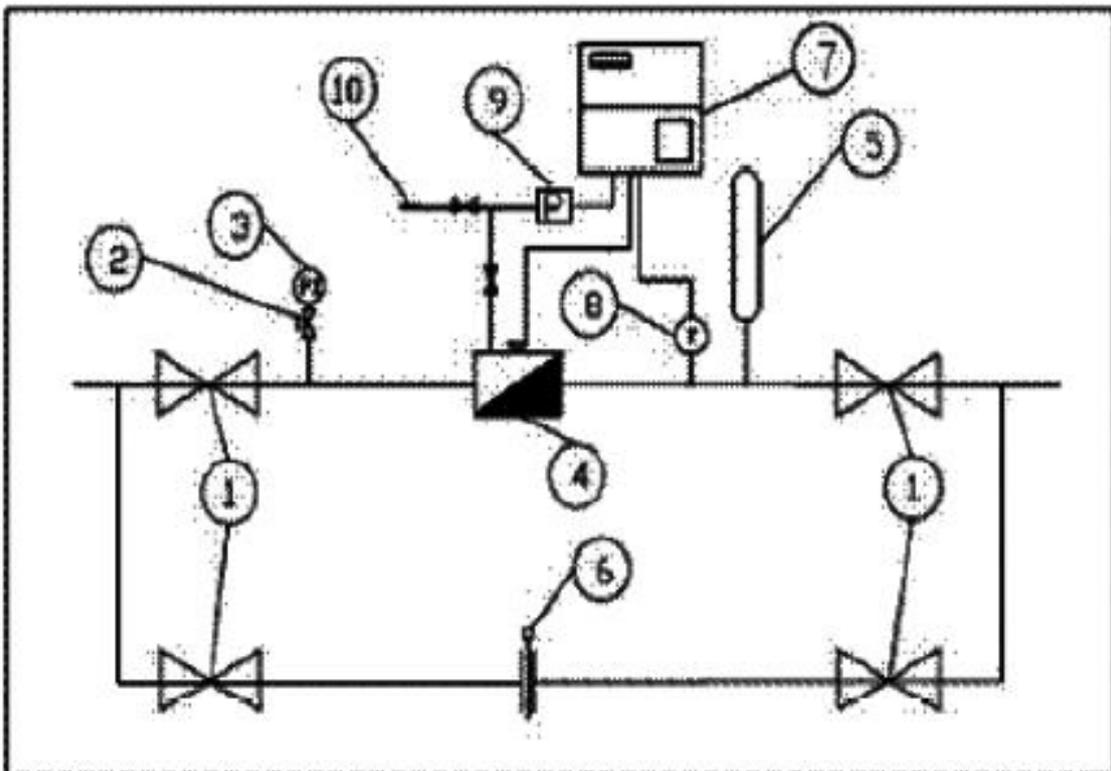
1. Válvula de cierre.
2. Válvula de 3 vías con toma de $\frac{1}{4}$ " para manómetro patrón de contrastación.
3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*).
4. Contador.
5. Toma de presión débil calibre (PC<150 mbar).

Figura II



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

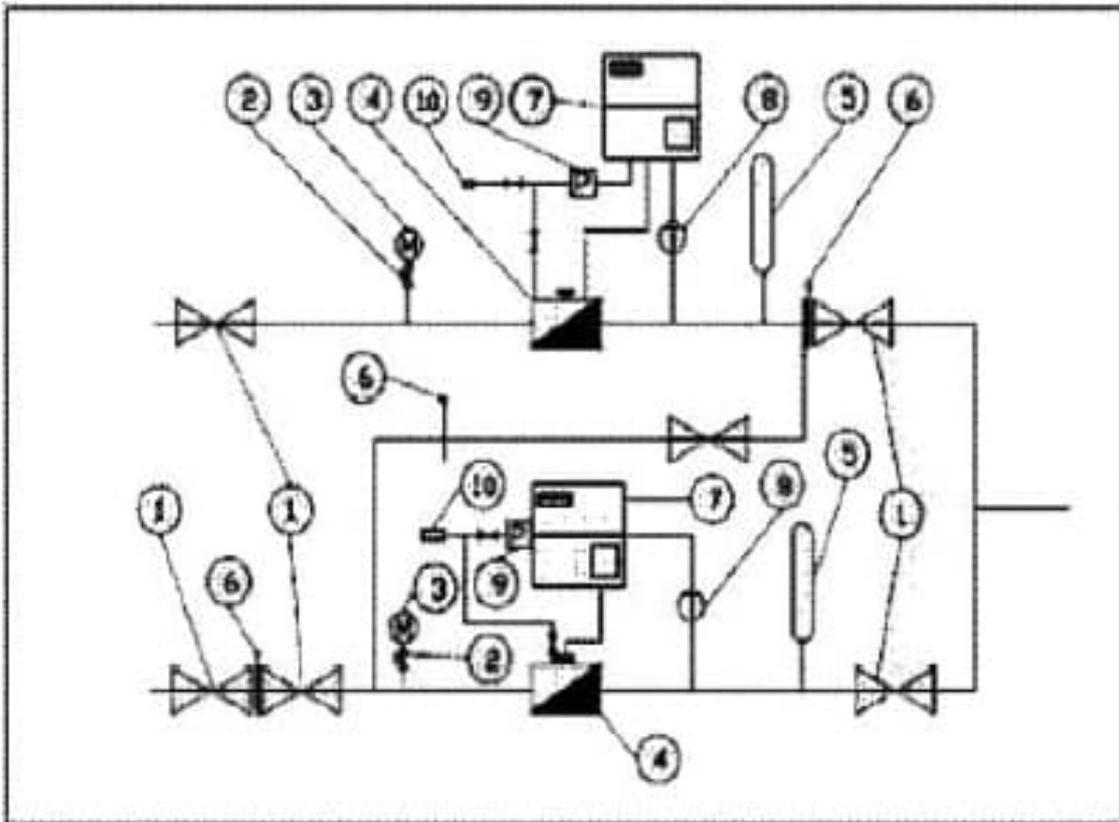
Figura III



1. Válvula de cierre.

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

Figura IV



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

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

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

2.4.6 Características y especificaciones técnicas de los equipos de análisis de calidad.

Los equipos de determinación de la calidad del gas, bien físicos o por cálculo dinámico de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 15112:2020: Gas natural. Determinación de la energía, deberán disponer de la evaluación de la conformidad metrológica otorgada por la autoridad competente de la Unión Europea, ser digitales, estar dotados de registros horarios y diarios, poseer una capacidad de almacenamiento mínimo de 31 días y poder facilitar, al menos, la siguiente información mediante análisis continuo del flujo de gas:

- Porcentajes molares de cada uno de los siguientes componentes: nitrógeno, dióxido de carbono, metano, etano, propano, iso-butano, n-butano, n-pentano, iso-pentano, fracción C6+.
- Poder calorífico inferior (PCI) y poder calorífico superior (PCS) en kWh/Nm³ (en condiciones de referencia).
- Densidad del gas relativa al aire (G).
- Índice de Wobbe superior (W_G) en kWh/Nm³ (en condiciones de referencia).

Además de lo anterior, en los PCTG, PCDG y en aquellos puntos en los que el GTS estime que sean representativos, se facilitarán también los porcentajes molares de oxígeno e hidrógeno y punto de rocío de agua del gas inyectado. En los PCTG y PCDG donde, debido al proceso de producción del gas, resulte imposible la presencia de ciertas fracciones superiores de hidrocarburos se podrá prescindir de estos parámetros en los equipos de análisis de calidad.

Estos cálculos se realizarán conforme a la norma UNE correspondiente. El cálculo del PCS del gas en base volumétrica se expresará como Hs [t1, p1, V(t2, p2)] en las condiciones de referencia [0 °C, V (0 °C, 1,01325 bar)].

En las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, para el cálculo del PCS del gas se utilizará lo dispuesto en la normativa de aplicación en vigor.

Los titulares de equipos de análisis de calidad ya instalados que no cumplan las características indicadas, deberán presentar a la Secretaría de Estado de Energía y al GTS, en un plazo de 6 meses desde la entrada en vigor de esta orden, un plan para sustituir o adaptar sus equipos, incluyendo plazos justificados de implantación. Este plan se publicará en el SLATR.

2.5 Análisis de la calidad del gas.

2.5.1 Responsabilidad de los agentes.

2.5.1.1 Control periódico de los equipos y sistemas de análisis.

En los puntos donde, conforme con el subapartado 2.4.3, sea necesario la instalación de un equipo de análisis de calidad de gas, el titular del equipo realizará controles periódicos para comprobar su correcto funcionamiento y enviará al GTS una descripción detallada de las incidencias detectadas, junto con los resultados obtenidos en el caso de aplicación de medidas correctoras.

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

Los titulares de las instalaciones de análisis de calidad del gas están obligados a almacenar los resultados de los controles y análisis realizados.

2.5.1.2 Calidad del gas.

Los usuarios que introduzcan gas en el sistema gasista serán los responsables de su calidad y del cumplimiento de las especificaciones recogidas en este capítulo.

Los titulares de las plantas de producción de otros gases deberán justificar que el gas inyectado en la red cumple las especificaciones establecidas en este capítulo para su inyección en la red de transporte o distribución mediante medida en continuo o tomas de muestras periódicas, según corresponda.

En los PCTG y PCDG, en los que el gas requiera de una mezcla previa a la inyección en el sistema gasista y ésta sea realizada por el transportista o distribuidor titular de la instalación en la que se inyecta, el GTS será el responsable de supervisar que el flujo de gas que discurre por la red existente cumpla con las especificaciones de calidad dispuestas en este capítulo. Para ello el GTS recibirá las señales necesarias por parte de los titulares de las instalaciones y les informará en caso de incumplimiento. El GTS, en colaboración con los operadores de las instalaciones, elaborará un procedimiento de supervisión disponible en su portal de internet.

Adicionalmente, la inyección de gases producidos mediante procesos de digestión microbiana estará supeditada a la evaluación por parte de los titulares de las plantas de producción y acreditada por un tercero independiente, de la inexistencia de riesgo para la salud de las personas o para la integridad de las instalaciones o aparatos de consumo, por parte de microorganismos u otros componentes minoritarios.

El titular de la planta de producción de otros gases justificará al operador de la red y al usuario que el gas cumple con las especificaciones de calidad recogidas en la normativa vigente, relativas a los componentes diferentes al hidrógeno que no dispongan de una medida en continuo de acuerdo con lo establecido en el apartado 2.5.2, con la periodicidad y analíticas establecidas en la siguiente tabla:

	Periodicidad	Observaciones
Antes de la puesta en marcha.	Quincenal/mensual.	Se requieren 3 analíticas válidas consecutivas en un plazo de 48 horas, para empezar la inyección.
Primer año.	Mensual.	En caso de que se detecte algún incumplimiento se recuperará la periodicidad mensual hasta obtener 3 analíticas válidas consecutivas en un plazo de 48 horas.
Resto años.	Cuatrimestral.	

El titular del punto de entrada deberá hacer el seguimiento de las especificaciones de calidad del gas al objeto de informar al GTS y a todos los sujetos afectados, tan pronto como sea posible, de cualquier deficiencia de la calidad del gas. En cualquier caso, será responsabilidad de los usuarios que introduzcan gas en el sistema gasista informar al titular del punto de entrada y al GTS de cualquier deficiencia de la calidad de gas, estimando la duración posible del incumplimiento. En los PCTG y PCDG esta comunicación al GTS y a todos los sujetos afectados se efectuará si la deficiencia tiene una afección relevante para el sistema a criterio del operador correspondiente. En caso de duda se deberá informar al GTS.

En cualquier caso, el GTS podrá adoptar las medidas que considere necesarias para anular o minimizar el impacto que esta eventualidad pueda tener en el sistema gasista.

No obstante, cuando el titular de la instalación sea avisado o compruebe que va a recibir o está recibiendo gas fuera de las especificaciones de calidad establecidas, actuará de la siguiente forma:

1. Las plantas de regasificación podrán aceptar total o parcialmente el GNL o el gas de retorno del buque, siempre que se respeten los criterios de fiabilidad y seguridad del sistema gasista y de la propia seguridad e integridad de la planta de regasificación, es decir, el gas que se introduzca en el sistema de transporte y distribución sí deberá

cumplir las especificaciones de calidad. En este caso, el solicitante de la operación contratada pagará al transportista los costes, debidamente justificados, incurridos por éste con motivo de la aceptación del gas natural fuera de especificaciones o de su gestión adecuada en la planta de regasificación.

2. En el caso de redes de transporte, podrá rechazar total o parcialmente el gas fuera de especificaciones.

3. En el caso de redes de distribución, rechazará el gas fuera de especificaciones.

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

2.5.2 Especificaciones de calidad del gas.

2.5.2.1 Especificaciones del gas natural.

El gas natural que se introduzca en el sistema gasista, así como el gas de retorno a los buques, cumplirá las siguientes especificaciones:

Tabla 3

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

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

(**) El GNL tiene un punto de rocío de HC muy inferior a los valores límite, por lo que no se realiza su medida.

El gas natural vehiculado en una conexión internacional respetará el porcentaje máximo de hidrógeno aprobado en la normativa europea de aplicación, salvo acuerdo previo entre los sujetos afectados.

2.5.2.2 Especificaciones del biometano.

En los PCTG y PCDG, el biometano que se inyecte cumplirá las siguientes especificaciones:

Tabla 4

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe.	kWh/m ³	13,403	16,058

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
PCS.	kWh/m ³	10,26	13,26
Densidad relativa.		0,555	0,700
S Total.	mg/m ³	–	50
H ₂ S + COS (como S).	mg/m ³	–	15
RSH (como S).	mg/m ³	–	17
O ₂ .	mol %	–	0,01 (1)
CO ₂ .	mol %	–	2,5 (2)
H ₂ O (Punto de rocío).	°C a 70 bar	–	+ 2
HC (Punto de rocío).	°C a 1-70 bar	–	+ 5
Polvo/Partículas.	–	Técnicamente puro.	
CO.	% mol	–	0,1
H ₂ .	% mol	–	2% (**)
Compuestos Halogenados: Flúor/Cloro.	mg/m ³	–	10/1
Amoníaco.	mg/m ³	–	10
Aminas.	mg/m ³	-	10
Mercurio.	µg/m ³	–	1
Silicio volátil (como Si).	mg/m ³	–	0,3-1 (***)
Benceno, Tolueno, Xileno (BTX).	mg/m ³	–	500
Microorganismos.	–	Técnicamente puro.	
Aceite.	–	Técnicamente puro.	
Otros contaminantes.		El gas no debe contener componentes distintos de los establecidos en esta tabla en niveles que impidan su transporte, almacenamiento/y/o utilización sin tratamientos o ajustes de la calidad.	

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

(**) Se podrá aplicar como límite superior un 5% mol siempre que el GTS acredite, mediante simulaciones hidráulicas, que el gas vehiculado en las instalaciones del sistema y equipos de consumo sensibles al hidrógeno contenga un porcentaje molar de H₂ igual o inferior al 2% mol. Este mismo porcentaje se deberá cumplir en las conexiones internacionales, salvo que se hubiera pactado un porcentaje superior.

(***) El límite quedará determinado acorde a los criterios recogidos en la tabla 1 de la UNE-EN 16723-1:2017: Gas natural y biometano para uso en transporte y biometano para inyección en la red de gas natural. Parte 1: Especificaciones para la inyección de biometano en la red de gas natural.

Siempre que el punto de rocío de agua no supere los – 8 °C (a 70 bar), se podrán ampliar las especificaciones de la tabla anterior con las siguientes limitaciones:

– (1) O₂: en redes de presión menor o igual a 16 bar sin flujo reverso hacia redes de transporte se aplicará como límite superior un 1% mol. Este límite se aplicará también en las demás redes siempre que el GTS acredite mediante simulaciones hidráulicas que en instalaciones del sistema y equipos de consumo sensibles al O₂, como son, entre otros,

los almacenamientos subterráneos y las conexiones internacionales, el gas vehiculado contenga un porcentaje de O₂ igual o inferior al 0.01 % mol.

– (2) CO₂: en redes de presión menor o igual a 16 bar sin flujo reverso hacia redes de transporte se aplicará como límite superior el 4 % mol. Este límite se aplicará también en las demás redes siempre que el GTS acredite, mediante simulaciones hidráulicas, que en instalaciones del sistema y equipos de consumo sensibles al límite al CO₂, como son, entre otros, los almacenamientos subterráneos y las conexiones internacionales, el gas vehiculado contenga un porcentaje de CO₂ igual o inferior al 2,5 % mol.

2.5.2.3 Especificaciones del hidrógeno.

El hidrogeno que se inyecte en los PCTG y PCDG cumplirá los parámetros de calidad dispuestos en la normativa de aplicación, nacional y europea o, en su defecto, las mejores prácticas mayoritariamente aceptadas por los agentes del sistema.

Asimismo, se deberán cumplir ambas siguientes condiciones, acreditadas por el GTS mediante simulaciones hidráulicas:

– una vez producida la mezcla en la red, el gas vehiculado no superará una concentración de 5 % mol de H₂.

– en las instalaciones del sistema y equipos de consumo sensibles al hidrógeno, ya sean de consumidores o del propio sistema gasista, así como en las conexiones internacionales, la calidad del gas vehiculado deberá cumplir las especificaciones de la tabla 4.

2.5.2.4 Otras consideraciones.

Para la realización de los informes referidos en este apartado y en el capítulo 11, el GTS deberá conocer de cada proyecto los parámetros previstos en el capítulo 11, con el fin de garantizar la correcta integración con antelación a su puesta en servicio, así como la integridad de las instalaciones del sistema y equipos de consumo potencialmente afectadas.

En los puntos de inyección autorizados previamente a la entrada en vigor de esta orden, el gas que se inyecta podrá no cumplir las especificaciones recogidas en este apartado, siempre y cuando cumpla la normativa sobre calidad de gas en vigor en el momento en que se autorizó la inyección. Esta excepción no se aplicará a las ampliaciones de capacidad de inyección que se soliciten con posteridad a la entrada en vigor de esta orden.

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

Adicionalmente a los requisitos establecidos para los instrumentos de medida en el ámbito del control metrológico, de acuerdo con el Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, diariamente, el analizador de composición llevará a cabo una calibración automática utilizándose para ello botellas de gas patrón de suministradores acreditados para el análisis de la calidad del gas según la norma UNE-EN ISO/IEC 17025:2017: Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración.

El analizador de composición, en caso de ser necesario, se calibrará con un gas patrón de composición similar al gas analizado.

La determinación de los componentes recogidos en la tabla 4 se realizará mediante la toma de muestras para su análisis en un laboratorio acreditado, pudiéndose instalar analizadores en continuo para aquellos componentes en los que se pueda llevar a cabo este tipo de medida.

Los datos sobre la calidad del gas se enviarán a través del SLATR.

2.5.4 Cambio de la calidad del gas en los conversores PTZ/computadores de caudal.

Cada seis meses el GTS publicará una relación de las redes donde se deberá cambiar la calidad del gas y la nueva composición a introducir en los conversores PTZ/computadores de caudal. Salvo que exista otro acuerdo entre las partes, el titular del equipo de medida dispondrá de un máximo de dos meses desde esta publicación para realizar el cambio.

Formarán parte de esta relación aquellas redes donde el PCS medio del semestre supere en $\pm 1\%$ al PCS del gas introducido en los computadores de caudal/conversores PTZ de los equipos de medida.

En aquellas redes que estén dentro del rango de variación de $\pm 1\%$ del PCS, el GTS analizará la variación de «Z» que supone la composición media del gas en el último semestre respecto a la composición del gas utilizado en esos momentos en los computadores de caudal/conversores PTZ, para la actualización de los parámetros de calidad del gas en los equipos que proceda. De observarse que es significativa en relación con los rangos de error permitidos en los equipos de medida, el GTS incluirá también estas redes en la relación a publicar.

El GTS mantendrá actualizado en su portal de internet un listado con la composición aplicable en cada una de las redes del sistema, indicando en cada caso el semestre en el que se produjo su última actualización.

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

En el caso de conversores PTZ/computadores de caudal conectados a un analizador de composición en continuo, estos valores se introducirán como valores por defecto, aunque en caso de fallo de la señal del analizador de composición se tomará el último dato válido.

2.6 Medida del gas.

2.6.1 Responsables de la medida del gas vehiculado.

El responsable de la medida del gas vehiculado será el titular de la unidad de medida, con las siguientes excepciones:

- En los PCTD, PCTT y PCDD la medida del gas transitado será responsabilidad del titular de la unidad de medida, salvo que exista otro acuerdo entre las partes.
- En los PCTG la medida del gas introducido en la red de transporte será responsabilidad del transportista, salvo que exista otro acuerdo entre las partes.
- En los PCDG la medida del gas introducido en la red de distribución será responsabilidad del distribuidor, salvo que exista otro acuerdo entre las partes.
- En los PCLD la medida del gas vehiculado será responsabilidad del transportista conectado aguas arriba, salvo que exista otro acuerdo entre las partes. Además, en los casos en que la unidad de medida del transportista no esté disponible, podrá utilizarse la unidad de medida del consumidor.
- En los PCDB y PCCC la medida del gas vehiculado será responsabilidad del titular de la planta de regasificación donde ha tenido lugar la carga o la descarga.

Con carácter adicional a la comunicación de las medidas de gas vehiculado correspondientes a los puntos de reparto, se comunicará la siguiente información:

- Cantidad de gas vehiculado en los puntos PCI, PCAS, PCPR, PCY y PCTT.
- Existencias en redes de transporte y plantas de regasificación de cada titular, así como de autoconsumos en todas las instalaciones.

El GTS publicará en el SLATR, un listado actualizado de los responsables de la medida del gas vehiculado en cada uno de los puntos de conexión del sistema gasista.

2.6.2 Procedimientos de medida en puntos del sistema gasista.

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

2.6.2.1 Procedimiento de medida en operaciones de buques.

Será de aplicación lo dispuesto en el capítulo 3 «Buques».

2.6.2.2 Procedimiento de medida en los PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTT (en ambos sentidos de flujo), PCLD, PCTD (en ambos sentidos de flujo), PCDD (en ambos sentidos de flujo), PCDG y PCDB.

En estos puntos el responsable de la medida realizará la lectura de los equipos.

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 *in situ* de los equipos de medida se realizará al final del período de lectura mensual, según calendario consensuado por todas las partes. En los puntos de entrega, este período de lectura *in situ* podrá ampliarse, siempre que todas las partes afectadas lleguen a un consenso.

2.6.2.3 Procedimiento de medida en los PCCC.

Antes de la primera carga el propietario de la cisterna/contenedor de GNL deberá poner a disposición del titular de la planta de regasificación la siguiente documentación:

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

La medida del GNL entregado en cada cisterna/contenedor se realizará en kWh, en base a:

- Peso neto (en kg) determinado en báscula, por diferencia entre las pesadas de salida y de entrada del camión cisterna/contenedor.
- Calidad del GNL (PCS expresado en kWh/kg y kWh/m³ en condiciones de referencia) obtenida a partir del análisis en continuo por cromatografía de muestras representativas del GNL cargado.

La cantidad de GNL cargada en cada cisterna/contenedor se obtendrá en base a los conceptos anteriores y constará en la documentación entregada.

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

Se podrán utilizar otros sistemas de medida, tales como los definidos en los apartados 2.4.4 y 2.4.5, siempre que los equipos se encuentren aprobados metrológicamente, certificados de acuerdo con la directiva de instrumentos de medida o equivalente y se confirme que las medidas son comparables con los datos proporcionados por las básculas de pesaje.

2.6.2.4 Procedimiento de medida en los puntos de suministro desde redes de distribución.

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

Los consumidores obligados a disponer de telemedida, cuando esta no se encuentre operativa, deberán facilitar diariamente al distribuidor/transportista al que estén conectados, antes de las 3 horas siguientes a la finalización del día de gas, las lecturas de los equipos de medida correspondientes al consumo del día anterior. Para ello utilizarán los formatos facilitados por el distribuidor/transportista y los envíos se realizarán, preferentemente, por medios electrónicos.

El operador de la red realizará una lectura mensual de toma de datos de los consumidores con consumo anual superior a 100.000 kWh que no dispongan de telemedida o que no esté operativa.

Para los consumidores que reglamentariamente estén obligados a disponer de telemedida, y no dispongan de ella o no esté operativa, incluyendo fallos de comunicación, las asignaciones de consumos diarios se efectuarán aplicando lo dispuesto en la Resolución de la CNMC, de 10 de noviembre de 2022, por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

El operador de la red será el responsable de transformar estos datos en unidades de energía e incorporarlos al SLATR.

2.6.3 Conversión de unidades de volumen y masa a energéticas.

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

La fórmula de cálculo a aplicar será la siguiente:

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

Siendo:

E = Energía entregada en el punto de suministro.

V = Volumen medido en las condiciones de suministro.

Fc' = Factor de conversión de volumen.

El factor de conversión Fc' se calculará como:

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

Siendo:

PCS = Poder calorífico superior en el punto de medida en condiciones de referencia (1,01325 bar y 273,15 °K).

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

La conversión de m³ medidos por el contador a m³ en condiciones de referencia se realizará mediante el empleo de equipos electrónicos de conversión (convertidores) que realizan el cálculo de forma continua, integrando las señales de presión, temperatura y compresibilidad medidas en los correspondientes transmisores y utilizando un factor de conversión (Fc) dado por la fórmula:

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

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

El cálculo del factor de compresibilidad tanto en las condiciones de referencia como en las condiciones de suministro se realizará según el procedimiento incluido en la norma UNE-EN ISO 12213-3:2010: Gas natural. Cálculo del factor de compresibilidad. Parte 3: Cálculo a partir de las propiedades físicas. Se podrá utilizar otro procedimiento para el cálculo del factor de compresibilidad, siempre que haya consenso por parte de todos los agentes del sistema gasista.

En el apartado 2.4.4 del presente capítulo se establecen los requisitos de instalación de conversores de presión, temperatura y factor de compresibilidad (conversores PTZ y conversores PT) en función de la presión a la que se realiza la medida y el caudal máximo horario.

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

$$F_c = \frac{P_c \text{ suministro}}{P_c \text{ referencia}} * \frac{T_c \text{ referencia}}{T_c \text{ suministro}} = K_p * K_t$$

Siendo:

K_t = Factor de conversión por temperatura.

K_p = Factor de conversión por presión.

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

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

Siendo T_{gas} la temperatura de 10 °C.

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

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

Siendo:

P_c = Presión relativa de suministro (bar).

P_{atm} = Presión atmosférica (bar).

El valor de la presión atmosférica se calculará en función de la altitud del municipio donde se encuentre el punto de suministro mediante la siguiente fórmula:

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

Siendo «A» la altitud en metros del municipio publicada por el organismo oficial de estadística competente.

El factor «k» se calculará mediante la fórmula:

$$k \left[\frac{mbar}{m} \right] = \frac{g * D_{air}}{100} = 0,1223$$

Siendo « D_{air} » la densidad del aire según la norma UNE-EN ISO 6976:2017: Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición, interpolada a T_{gas} (10 °C) y « g » la aceleración estándar de la gravedad, con valores:

$$D_{air} = 1,2471.$$

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

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

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

Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores másicos, kg, a la unidad de medida de energía establecida, kWh, también se utilizará el valor energético del gas referido al PCS, medido en las condiciones de referencia del sistema gasista.

La fórmula de cálculo a aplicar será la siguiente:

$$E[kWh] = M[kg]/D \left[\frac{kg}{m^3} \right] * PCS \left[\frac{kWh}{m^3} \right]$$

Siendo:

- E = Energía entregada en el punto de suministro.
- M = Masa medida en las condiciones de suministro.
- D = Densidad del gas en condiciones de referencia.
- PCS = Poder calorífico superior en condiciones de referencia.

El cociente M/D determina el valor del volumen m^3 de gas en condiciones de referencia.

El valor D de la densidad normalizada se determina a partir de la densidad del gas relativa al aire y a la densidad del aire en condiciones de referencia según la norma UNE-EN ISO 6976:2017: Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición:

$$D = G * D_{air}$$

Siendo:

G = Densidad relativa al aire, *Specific Gravity*, según la norma UNE-EN ISO 6976:2017: Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición.

D_{air} = Densidad del aire en condiciones de referencia (1,292923 kg/m³).

2.6.4 PCS aplicable a consumidores conectados a redes de transporte.

A los consumidores conectados a redes de transporte no troncal en las que exista algún PCTG, se les aplicarán los valores diarios de PCS calculados de manera análoga a lo indicado en el apartado 2.6.5 para redes de distribución. El PCS así calculado se asignará también a las salidas a distribución (PCTD) desde la mencionada red de transporte.

A los consumidores conectados al resto de redes de transporte se les aplicarán los valores diarios de PCS que correspondan al punto de medida más próximo situado aguas arriba, que se encuentre analizando un gas de características similares dado el sentido del flujo del gas.

2.6.5 PCS aplicable a consumidores conectados a redes de distribución.

A los puntos de suministro que no dispongan de equipos de medida de PCS se les asignará, a efectos de facturación, el poder calorífico superior medio diario (PCS_{Diario}) correspondiente a la red de distribución donde se ubiquen, calculado mediante la fórmula:

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

Siendo:

I = Conexión de la red de distribución donde se ubica el punto de suministro, con la red de transporte o distribución situada aguas arriba y con las plantas de producción de otros gases.

m = Número de conexiones de la red de distribución donde se ubica el punto de suministro con la red de transporte o distribución situada aguas arriba y con las plantas de producción de otros gases.

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

PCS_i = PCS medio del gas determinado por el analizador de composición asociado a la conexión «i» de la red de distribución, ya sea el que se ubique en el PCTD o el más próximo situado aguas arriba, o el correspondiente a la inyección en distribución de las plantas de producción de otros gases.

2.6.5.1 Consumidores sin equipo de telemedida.

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

Lectura mensual:

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

Lectura bimestral:

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

Siendo:

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

d = Día del periodo de facturación.

n = Día de la última lectura.

V_d = Suma del volumen de gas vehiculado el día «d» a través de todas las conexiones de la red de distribución donde se ubica el consumidor con la red de transporte o distribución situada aguas arriba y con los puntos de conexión a plantas de producción de otros gases.

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

2.6.5.2 Consumidores con equipo de teled medida.

En los puntos de suministro con teled medida se aplicará al menos el poder calorífico superior diario (PCS_{Diario}) al consumo diario, pudiéndose utilizar los datos horarios (PCS_{Horario}) en caso de disponer de ellos.

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

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

2.6.6 Información para publicar sobre el factor de conversión.

El GTS publicará en el SLATR el listado de municipios suministrados mediante gas natural (incluyendo los alimentados mediante planta satélite de GNL), con los factores de conversión de volumen aplicables a los consumidores que no dispongan de convertidores de presión y temperatura.

Este listado incluirá, para cada municipio, su altitud y el valor del factor de conversión F_c para cada presión de suministro, incluyendo, al menos, las seis presiones relativas estandarizadas (20 mbar, 22 mbar, 50 mbar, 55 mbar, 100 mbar y 150 mbar) a una temperatura media de suministro de 10 °C, que se considerará la temperatura media ponderada a nivel nacional.

Será responsabilidad de la distribuidora la comunicación al GTS de los municipios en los que distribuye gas, junto con la identificación de las conexiones de dichas redes de distribución con la red de transporte o distribución aguas arriba y con las plantas de producción de otros gases. Dicha información se incluirá en el SLATR junto con los analizadores de composición que cuenten con control metrológico asociados a cada conexión, recogiendo para cada una de ellas el poder calorífico superior medio diario (PCS_i) y el volumen diario de gas vehiculado (V_i), así como el poder calorífico superior medio diario de la red donde se ubiquen los puntos de suministro (PCS_{Diario}).

Diariamente, el GTS publicará en el SLATR el poder calorífico superior medio de cada red de distribución (PCS_{Medio}) correspondiente al día anterior (día «n») y proporcionará al usuario, o al consumidor sujeto a derechos de comercio de emisiones de gases de efecto invernadero que lo solicite, la información detallada en el apartado 2.4.6.

El SLATR mantendrá un histórico de al menos 24 meses de dicha información, para permitir la verificación del PCS_{Medio} utilizado en el período de facturación.

La información anterior, comprensible para el usuario final, que incluya el factor de conversión F_c aplicable a las presiones de suministro, incluyendo las seis presiones relativas estandarizadas, junto con su poder calorífico superior medio diario (PCS_{Diario}),

se publicará en el portal de internet del GTS. Asimismo, dicha página incluirá la posibilidad de que los consumidores de lectura mensual o superior, introduciendo la red de distribución del punto de suministro y la fecha de la última lectura del consumo a facturar, puedan obtener el PCS_{Medio} aplicable en la factura.

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

2.6.7 Calendario de medidas.

El envío de medidas se realizará mediante el SLATR según el calendario de este apartado. Si alguna de las fechas establecidas para las medidas finales provisionales (m+3) y finales definitivas (m+15) en los calendarios correspondiese a un sábado, domingo o festivo nacional, éste se desplazará al día laborable inmediatamente posterior.

Antes del 15 de septiembre de cada año, el GTS publicará en el SLATR el calendario asociado al proceso de envío de medidas finales provisionales (m+3) y finales definitivas (m+15) del año de gas siguiente, con el fin de identificar y rectificar las posibles inconsistencias que pudieran producirse en los envíos y publicaciones de esta información.

2.6.7.1 Medida diaria provisional (d+1).

– Antes de las 4 horas posteriores al cierre del día de gas d, los responsables de proporcionar la medida facilitarán dicha cantidad en los puntos de medida a los operadores que la necesiten para poder realizar el reparto (envío de ficheros de mensajería de emisiones al SLATR).

– Antes de las 7 horas y 30 minutos posteriores al cierre del día de gas d, los usuarios, el GTS o los operadores podrán solicitar la revisión de la medida diaria provisional d+1.

– Antes de las 7 horas y 45 minutos posteriores al cierre del día de gas d, los responsables de proporcionar la medida comunicarán las revisiones de las cantidades que hayan de ser modificadas con respecto al envío inicial.

2.6.7.2 Medida final provisional (m+3).

– Antes de la finalización del día 5 del mes m+3, los responsables de proporcionar la medida facilitarán la medida de cada uno de los días del mes m, como medidas finales provisionales m+3. Este envío no será necesario si el responsable de la medida no modifica la medida previamente enviada.

– Antes de la finalización del día 20 del mes m+3, los responsables de proporcionar la medida podrán enviar rectificaciones diarias para cada uno de los días del mes m, como medidas finales provisionales m+3. Este envío no será necesario si el responsable de la medida no modifica la medida previamente enviada.

Los responsables de proporcionar la medida facilitarán las medidas finales provisionales (m+3) antes de las fechas publicadas por el GTS en el calendario asociado al proceso de envío de medidas finales provisionales (m+3) para cada año de gas.

2.6.7.3 Medida final definitiva (m+15).

– Antes de la finalización del día 5 del mes m+15, los responsables de proporcionar la medida facilitarán la medida de cada uno de los días del mes m, como medidas finales definitivas (m+15). Este envío no será necesario si el responsable de la medida no modifica la medida previamente enviada.

– Antes de la finalización del día 20 del mes m+15, los responsables de proporcionar la medida podrán enviar rectificaciones diarias para cada uno de los días del mes m,

como medidas finales definitivas (m+15). Este envío no será necesario si el responsable de la medida no modifica la medida previamente enviada.

Los responsables de proporcionar la medida del gas vehiculado indicados en el apartado 2.6.1. facilitarán las medidas finales definitivas (m+15) antes de las fechas publicadas por el GTS en el calendario asociado al proceso de envío de medidas finales definitivas (m+15) para cada año de gas.

2.6.8 Controles a las medidas diarias provisionales en los puntos PCTG, PCLD, PCTD, PCDD y PCDG.

Para cada PCTG, PCLD, PCTD, PCDD y PCDG con envío de emisión en el proceso diario provisional (d+1), el SLATR dispondrá de un concepto denominado «máxima cantidad previsible», definido por los responsables de la medida indicados en el apartado 2.6.1. de este capítulo. Dichos valores serán calculados inicialmente en el SLATR como la máxima cantidad histórica real medida en cada punto, siendo los responsables de su supervisión los citados responsables de medida, que podrán modificarlos en función de las previsiones de medida asociadas al punto. Se fija un mínimo de 1 GWh/día para la máxima cantidad histórica previsible de estos puntos. En el caso de altas de uno de estos nuevos puntos, o modificación en los puntos ya existentes de las ERM/EM conforme al capítulo 10, serán los responsables de la medida los encargados de facilitar el valor de las máximas cantidades previsibles y comunicar estos valores al GTS para que sean implementados en el SLATR.

Cada día, el SLATR realizará una comparativa entre la cantidad enviada por el responsable del gas transitado en cada uno de estos puntos y su valor máximo previsible. En el caso de que la cantidad diaria enviada para un punto supere en un 50 % la máxima cantidad previsible cargada en el SLATR, dicha cantidad será estimada por el SLATR.

En el supuesto de que el punto de conexión sea un PCTD o PCDD, la estimación se realizará a partir de la suma de los repartos teledados y no teledados calculados por el responsable del reparto (asumiendo que la diferencia entre la emisión neta en el punto y los consumos incrementados en sus mermas retenidas correspondientes es nula) y las medidas de los puntos de este tipo conectados directamente con la red. Si se trata de un PCLD, PCTG o PCDG, dicha estimación será el propio valor de cantidad máxima previsible.

El hecho será comunicado a través del SLATR a los operadores y usuarios afectados para que, dentro de los plazos establecidos en el proceso diario (d+1) puedan revisar, modificar o reclamar sus datos.

2.6.8.1 Control a la medida del gas transitado.

- Responsable: responsable de la medida conforme al apartado 2.6.1.
- Control: comprobar que las medidas a facilitar no superan la cantidad máxima previsible disponible en el SLATR.
- Acción: el responsable revisará y corregirá el valor de la cantidad facilitada en caso necesario, y notificará la situación a los operadores de las instalaciones afectadas. En el caso de que tenga certeza que la cantidad es correcta, deberá actualizar la cantidad máxima previsible en sus sistemas y en el SLATR.

2.7 Control metrológico de las instalaciones de medida.

Las instalaciones de medida y de análisis de la calidad de gas deberán cumplir aquellos aspectos regulados por la normativa metrológica legal española de aplicación y, en particular, por lo dispuesto en la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, y sus normas de desarrollo.

Los contadores y dispositivos de conversión o computadores de caudal, incluidos en el Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, y en la Orden ICT/155/2020, de 7 de febrero,

serán comercializados, puestos en servicio y verificados periódicamente de acuerdo con la normativa en vigor en el momento de puesta en servicio.

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

2.7.1 Responsabilidad de los agentes.

El control metrológico de los equipos, incluyendo las verificaciones metrológicas, se realizará según lo establecido en materia de competencias, ejecución y obligaciones de los diferentes agentes, en la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, siendo los gastos generados a cargo del sujeto titular de los equipos, salvo acuerdos firmados entre las partes o subrogados a ellos por una de las partes, firmados con anterioridad a la entrada en vigor de esta orden, sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 2.7.4 de este capítulo.

2.7.2 Requisitos generales.

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

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

La verificación metrológica periódica de los contadores, excepto los ultrasónicos y másicos tipo Coriolis, se deberá realizar por medio de laboratorios acreditados conforme a los criterios de la norma UNE-EN ISO/IEC 17025:2017: Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración, utilizando como fluido aire o gas natural o cualquier otro gas siempre que dé resultados metrológicos similares con un número de Reynolds dentro de $\pm 5\%$ del número de Reynolds en las condiciones de medida previstas. En el caso de que la presión de operación del contador sea superior a 35 bar, la verificación metrológica deberá realizarse por medio de laboratorios acreditados, en condiciones de operación, conforme a los criterios de la norma UNE-EN ISO/IEC 17025:2017: Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración, y a una presión superior a 35 bar.

La verificación metrológica periódica de los contadores ultrasónicos y másicos tipo Coriolis se deberá efectuar *in situ*, aplicando un procedimiento particular que deberá haber sido aprobado previamente por las partes afectadas e incluido en el protocolo de medida.

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

Cuando las condiciones de operación de un contador obliguen a la verificación metrológica a alta presión (mayor de 35 bar), o dicho contador se instale por primera vez, la curva de errores resultante de la calibración a diferentes caudales se introducirá en el conversor/computador de caudal, siempre que no esté incluido en la configuración del contador, con el objeto de corregir los errores en los caudales de operación habituales del contador. Para aquellas condiciones de operación inferiores a 35 bar, se podrá introducir la curva de error en el computador de caudal/conversor de volumen siempre que se justifique adecuadamente la mejora en la incertidumbre de la medida, previa comunicación a la otra parte implicada.

La verificación metrológica periódica de los conversores/computadores de caudal con sus elementos asociados, transmisor de presión y sonda de temperatura en el caso de medida volumétrica, se deberá realizar *in-situ*, en la misma disposición y situación en la que están instalados, con la idea de reproducir durante la verificación las condiciones de trabajo de los transmisores.

En caso de acuerdo entre las partes o siempre que haya una motivación justificada, la disposición de los elementos se podrá modificar para facilitar la verificación de estos.

En los puntos del sistema gasista, los comercializadores afectados por la medida, así como los operadores de las redes correspondientes, vendrán autorizados para exigir su verificación metrológica periódica con la frecuencia que reglamentariamente corresponda o se establezca mediante este capítulo.

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

De igual modo, los distribuidores y transportistas podrán comprobar si se han realizado las verificaciones metrológicas periódicas de los sistemas de medida de los puntos de suministro conectados a sus redes. medida.

Como resultado de estos procesos de verificación metrológica periódica se generará un certificado de verificación de cada equipo que 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 defecto, en la directiva europea vigente, o en su defecto, en la norma UNE correspondiente. En los períodos en que dichos equipos estuviesen fuera de servicio por estar sometidos a verificación metrológica, se deberá previamente acordar entre los sujetos involucrados el consumo a contabilizar a efectos de reparto, asignación o facturación del gas entregado o de los servicios de acceso prestados, de acuerdo con lo establecido en el manual de operación y protocolo de medida firmado entre las partes, en caso de existir.

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

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

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

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

2.7.3 Verificaciones metrológicas periódicas de los equipos de medida.

2.7.3.1 Puntos de entrada de la red de transporte.

En los PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG y PCTD con sentido de flujo distribución-transporte, las verificaciones metrológicas periódicas correspondientes al factor de conversión, lazos de presión y de temperatura para medida volumétrica, y para

computadores de caudal en medida másica, medida y volumen (prueba en serie) se realizarán de acuerdo con la siguiente clasificación:

– Para PCI, PCAS, PCPR, las verificaciones se realizarán con frecuencia mensual.

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

– Para PCY, PCTG y PCTD con sentido de flujo distribución-transporte se aplicará lo dispuesto para los puntos de salida de la red de transporte.

2.7.3.2 Puntos de entrada al sistema a través de redes de distribución.

Para PCDG se aplicará lo dispuesto para los puntos de salida de la red de transporte.

2.7.3.3 Puntos de salida de la red de transporte.

En los PCTT, PCLD y PCTD con sentido de flujo transporte-distribución, las verificaciones metrológicas periódicas se realizarán con la frecuencia siguiente tanto para medida volumétrica como másica:

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

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

(*) 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 GTS, disminuir la frecuencia indicada anteriormente, sin que el período de verificación metrológica exceda de doce meses a excepción de líneas directas y otros consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados. En el caso de que se realice más de una operación anual, la frecuencia entre verificaciones de 6 meses podrá modificarse en +-2 meses en aquellos casos en los que se estime que las condiciones de caudal no permitan realizar dicha prueba en serie en la fecha planificada.

(**) Siempre que se hagan las pruebas en serie cada año y el resultado de ellas esté dentro de los límites exigidos. En caso de que no se pudiesen realizar por caudales insuficientes, se podrá acordar entre las partes mantener el periodo establecido en la tabla para las verificaciones metrológicas de contadores en laboratorio. En caso de que se requiera una calibración inferior a los 6 años establecidos, debido a la no posibilidad de realizar la prueba en serie por bajo caudal, se entenderá como una comprobación extraordinaria a petición de parte, tal y como se define en el punto 2.7.4.

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

Los contadores que se instalen deberán disponer de un certificado de calibración de menos de 2 años de antigüedad en todos los casos.

Los contadores de autoconsumo estarán sometidos al control metrológico del Estado en el caso de que estén dentro de los supuestos establecidos en la Orden ICT/155/2020, de 7 de febrero, en caso contrario se regirán por lo establecido en estas NGTS para las salidas de transporte si son de turbocompresores/motocompresores de las estaciones de compresión, o por lo establecido para los puntos de suministro si son del resto de instalaciones del sistema.

2.7.3.4 Puntos de suministro desde redes de distribución y puntos de entrega entre redes de distribución.

En el caso de que el transportista o distribuidor no sea el propietario de la estación de medida, el cliente realizará las verificaciones metrológicas con la periodicidad correspondiente, bien por ser PCLD o bien por ser punto de suministro.

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

Contadores:

La periodicidad de la verificación metrológica de los contadores será la indicada en la Orden ICT/155/2020, de 7 de febrero si es de aplicación, y según el cuadro siguiente en caso contrario:

Tabla 6. Verificaciones metrológicas periódicas de los contadores

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

(*) Si el diseño de la instalación lo permite, prueba en serie anual, excepto que el consumo anual sea superior a 1.000 GWh/año, que será semestral, y verificación metrológica del contador como máximo cada 6 años.

Los contadores que se instalen deberán disponer de un certificado de calibración.

Los periodos indicados en la tabla comenzarán a contar desde la puesta en servicio del contador.

Lazos de medida:

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

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

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

Los convertidores que se instalen deberán disponer de un certificado de verificación de una antigüedad de al menos la mitad del período de verificación que le corresponda. Los periodos indicados comenzarán a contar desde la puesta en servicio del equipo.

Analizadores de composición:

Las botellas de gas patrón estarán certificadas por un laboratorio acreditado para el análisis de calidad del gas según la norma UNE-EN ISO/IEC 17025:2017: Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración.

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

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

2.7.4 Comprobaciones extraordinarias a petición de parte.

Para todos los puntos de medida del sistema gasista, cualquier sujeto implicado podrá exigir la calibración/verificación extraordinaria de la instalación de medida, en aquellas situaciones en las que existiese presunción justificada de un incorrecto funcionamiento de los equipos de medida instalados.

La retirada del contador para el envío a calibración/verificación deberá realizar en un plazo máximo de 2 meses desde la fecha de petición, salvo que por causa justificada no sea posible.

La calibración/verificación deberá realizarse en un plazo máximo de 3 meses desde la fecha de retirada del contador, salvo que por causa justificada no sea posible.

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

2.8 Regularización de lecturas y mediciones.

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

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

- El período de tiempo sujeto a corrección y la refacturación complementaria a que diera lugar, se calcularán de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente.
- El GTS publicará en el SLATR el procedimiento estándar de cálculo de regularizaciones derivadas de excesos sobre las tolerancias máximas establecidas.
- Una vez conocido el error, mientras la causa origen no sea subsanada, las limitaciones del período de tiempo afectado no serán de aplicación y, en consecuencia, dicho período se extenderá al total de la duración de la causa, sin perjuicio de la responsabilidad que pudiera derivarse de la no rectificación del error detectado. La corrección por cantidad que se aplicará durante el período afectado será la correspondiente al exceso que supere el error máximo admisible.
- En caso de detectarse anomalías en la medida que vengan derivadas de problemas en la instalación, como, entre otros, resonancia, medida por debajo del caudal

mínimo, fallo del contador o caudal de gas insuficiente para alcanzar la inercia mínima de movimiento de un contador de turbina, y que no sean detectables en calibraciones/verificaciones posteriores en laboratorio, las regularizaciones se harán en base a las mejores medidas disponibles aguas abajo.

2.9 Odorización del gas.

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.

2.9.1 Responsabilidad de los agentes.

Los transportistas de la red primaria entregarán el gas natural odorizado en las entradas al sistema de transporte, en las entradas a las redes de distribución y a los consumidores directamente conectados a sus redes de transporte. En el caso de inyección de otros gases en redes de transporte o distribución, los titulares de las redes donde se inyecte serán los responsables de la odorización.

Para optimizar los costes de instalación, en el caso de nuevas instalaciones de transporte secundario en las que exista consumo doméstico, el responsable de la odorización hasta los niveles indicados en el apartado 2.9.3 será el titular del punto de entrega transporte-transporte secundario.

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

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

2.9.2 Requisitos de los odorizantes.

El odorizante empleado deberá reunir las siguientes condiciones:

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

2.9.3 Criterios generales para la odorización.

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

- a) Añadirán 15 mg de THT/m³ de gas, o producto odorizante equivalente, en las entradas al sistema de transporte-distribución.
- b) Añadirán 7 mg de THT/m³ de gas, o producto odorizante equivalente, en las entregas a transporte secundario con consumo doméstico que actualmente esté odorizando el transportista primario.
- c) Añadirán 7 mg de THT/m³ de gas, o producto odorizante equivalente, en las entradas a las redes de distribución con consumo doméstico.

d) Para la odorización del anillo de 35 bar de Barcelona, se añadirán a la salida de la planta de regasificación 22 mg de THT/m³ de gas, o producto odorizante equivalente.

En los casos b) y c) que alimenten a redes con consumo doméstico, el contenido mínimo de odorizante será de 18 mg de THT por cada m³ de gas, o producto odorizante equivalente.

En el caso de inyección de otros gases en red de distribución o de transporte secundario con consumo doméstico se añadirán 22 mg de THT por cada m³ de gas, o producto odorizante equivalente.

Para la odorización de otros gases, tanto en redes de transporte como distribución, se deberán seguir los mismos criterios de seguridad que para el gas natural, con los niveles de exigencia de odorización actuales a fin de mantener la misma capacidad de detección del 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, siendo necesario un consenso entre todos los titulares de las redes.

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

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

3. Capítulo 3 «Buques»

3.1 Inspección de buques.

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

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

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

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

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

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

Además de los criterios de inspección indicados anteriormente, cada planta podrá establecer criterios adicionales de aceptación de acuerdo con los estándares internacionales marítimos.

En cualquier caso, la autorización definitiva para que un buque que haya pasado la inspección, amarre y descargue o cargue GNL en una planta de recepción, almacenamiento y regasificación, será otorgada por el titular de la planta. La compañía comercializadora, o consumidor directo en mercado, deberá iniciar los trámites con la antelación suficiente, no más tarde de 10 días antes de la fecha de la operación de buque, con objeto de que estos sean finalizados como paso previo a dicha operación.

No obstante, los buques consumidores de GNL que utilicen las instalaciones de regasificación para *bunkering* deberán haber superado satisfactoriamente los procedimientos de inspección y aceptación (*vetting*) exigidos por el operador de estas instalaciones, si los hubiera.

3.2 Estudios de compatibilidad.

En el caso de utilización de buques que no hayan descargado/cargado GNL previamente en la planta, y con el fin de poder analizar su compatibilidad con 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, y si aplica, 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 en el plazo de 7 días hábiles desde la presentación por parte de la comercializadora del último documento de la información pertinente.

Dicho informe será provisional siendo entregado el definitivo una vez finalizada la primera operación de descarga/carga de GNL de manera satisfactoria.

3.3 Atraque seguro e instalaciones de descarga.

El titular de la instalación de descarga/carga deberá cumplir con las condiciones establecidas en las regulaciones internacionales estándar aceptadas en la industria del GNL; entre otras las 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/carga, tuberías y otros equipos necesarios para permitir las operaciones de GNL;
- Instalaciones para el retorno de vapor adecuados para mantener una presión operativa en los tanques de carga del buque 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 la comunicación con el buque en todo momento;
- Instalaciones que faciliten el suministro de nitrógeno a los buques metaneros.

3.4 Autorizaciones y servicios portuarios.

Será responsabilidad del buque o del agente que designe, obtener de la autoridad portuaria los correspondientes permisos de descarga/carga, siendo además de su responsabilidad la contratación de los servicios pertinentes para el atraque, entre otros: prácticos, remolcadores y amarradores, así como cumplir con los requisitos aduaneros establecidos.

3.5 Determinación de energía descargada/cargada transferida desde/a buques en plantas de regasificación.

La cantidad y calidad del GNL descargado/cargado se medirá de acuerdo con lo establecido en este capítulo.

3.5.1 Criterios generales.

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

Así mismo, podrán designar un inspector independiente de acuerdo con su suministrador para supervisar y verificar las mediciones, muestreo y análisis del GNL descargado/cargado. El coste de esta inspección será asumido por las compañías que compartiesen dicho cargamento.

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

La determinación de las cantidades transferidas en una operación de carga/descarga a través de brazos se realizará mediante la utilización de los sistemas de medida del buque, teniendo en cuenta lo establecido en el apartado 3.5.9.1, y en caso de no disponibilidad, ausencia de estos o si las partes así lo acuerdan, se utilizarán los sistemas de medida de la terminal.

Para las operaciones de carga que se realicen a través de mangueras flexibles, la determinación de las cantidades transferidas se realizará mediante los sistemas de medida instalados en la planta y en caso de no disponibilidad, ausencia de estos o si las partes así lo acuerdan, se utilizarán los sistemas de medida del buque.

Independientemente del método empleado, la calidad del GNL y del vapor se determinará mediante análisis cromatográfico en planta o a través de nuevas tecnologías que puedan aparecer en el mercado.

En los anexos 1, 2 y 3 se incluyen los documentos que recogen los informes tipo de descarga y de carga con el listado de información a archivar en relación con el control y determinación de la cantidad y calidad del GNL.

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 buques.

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

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

En el caso de que la planta de regasificación disponga de una instalación con medida dinámica de GNL y vapor para carga de buques, antes de cualquier operación en la que

vaya a ser utilizada, el titular de la planta deberá poner a disposición del representante del usuario y/o al titular del buque los Certificados de Calibración/Verificación de los equipos e instrumentos necesarios para la determinación del flujo y la Aprobación de Tipo de Sistema de Medida que indique la regulación en vigor. Dichos equipos e instrumentos deberán estar precintados por una autoridad metrológica competente, de manera que se asegure que no hayan sido manipulados con posterioridad.

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

Finalizada la operación, el titular de la planta de regasificación de GNL elaborará el informe de las cantidades cargadas o descargadas, donde se detallarán, además de los datos obtenidos, el proceso de cálculo de éstas. Antes de la salida del buque, dicho informe se firmará por duplicado por las partes, con indicación explícita de su aceptación o los reparos a su contenido. En caso de solicitud por parte del buque o el comercializador de un *early departure*, la planta de regasificación podrá autorizar éste siempre que el representante del usuario se encuentre presente y haya dado su conformidad y se disponga de toda la información necesaria para el cálculo de la energía transferida en la operación, así como de otros documentos, si los hubiera, que requieran presencia física a la hora de ser firmados. Si el representante del usuario no estuviera presente en las operaciones de carga o descarga, esto se hará constar en el informe y se considerará que el usuario se encuentra conforme con dicho informe.

La energía cargada/descargada a tener en cuenta en dicho informe será siempre la calculada por la planta de regasificación mediante los equipos disponibles, salvo que las partes implicadas acuerden lo contrario.

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

En el caso en el que aparezcan nuevos procedimientos, normas o instrumentos de medida, de cantidad o calidad de gas, que proporcionen mayor fiabilidad, precisión o rapidez y sean económicamente rentables, el titular de la planta de regasificación y el usuario se comprometen a estudiar la posibilidad de utilizar estos procedimientos, normas o instrumentos o de sustituir los ya utilizados.

Derivado del punto anterior, se podrán actualizar los informes tipo que se incluyen en los anexos 1, 2 y 3 para que toda la información y procedimientos utilizados para la determinación de la cantidad cargada o descargada quede recogida.

Todas las normas, así como el *LNG Custody Transfer Handbook*, que apliquen en el presente procedimiento corresponderán a sus últimas revisiones.

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

En el caso de que la determinación de las cantidades transferidas se realice mediante la utilización de los medidores de nivel del buque es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

Después del atraque del buque, y antes de que comience la operación de carga o descarga, se dejará el buque con escora y asiento «cero» tomando y anotando lecturas del clinómetro. Para ello el buque llevará instalados dos clinómetros; el secundario se usará en caso de avería del primario. Igualmente, se tomarán las lecturas de las marcas de los calados, si es posible desde el muelle y, si no, desde los indicadores de telecalado del control de carga del buque.

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

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

La primera medida se hará después de que los brazos de carga/descarga o mangueras flexibles, hayan sido conectados al buque y antes de empezar a enfriarlos y abrir las válvulas de venteo.

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

3.5.3 Operación de purga de gas inerte (*gassing-up*) y puesta en frío de buques (*cooling down*).

3.5.3.1 Operación de *gassing-up*.

Para llevar a cabo la operación de *gassing-up* se empleará el GNL almacenado en los tanques de las plantas de regasificación. Esta operación podrá estar limitada debido a la atmósfera que contenga el buque.

La determinación de la energía transferida durante la operación se realizará de acuerdo con lo establecido en el *LNG Custody Transfer Handbook*.

Esta medida de energía transferida y la calidad del GNL serán recogidas, como mínimo, en el informe correspondiente.

La calidad del gas que se utilizará para contabilizar la energía consumida durante la operación será la del GNL cargado desde la planta de regasificación y será determinada mediante los análisis realizados por el cromatógrafo instalado en las líneas de carga/descarga.

3.5.3.2 Operación de puesta en frío (*cooling down*).

La operación se realiza mediante la vaporización de GNL a través de los pulverizadores (*nozzles*) situados en la parte superior de cada uno de los tanques del buque.

La determinación de la energía transferida durante la operación descrita anteriormente se realizará de acuerdo con lo establecido en el *LNG Custody Transfer Handbook*.

Esta energía transferida junto con la calidad del GNL será recogida, como mínimo, en el informe correspondiente.

Una vez alcanzadas las condiciones de enfriamiento de los tanques del buque, la determinación de la energía transferida, correspondiente al talón del buque definido en la legislación vigente, se realizará como una operación de carga.

La calidad del gas que se utilizará para contabilizar la energía consumida durante la operación de enfriamiento será la del GNL cargado desde la planta de regasificación y determinada mediante los análisis realizados por el cromatógrafo instalado en las líneas de carga/descarga.

3.5.4 Determinación del nivel de líquido en los tanques.

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

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

Para cada tipo de medidor, sus características, tolerancias, instalación, funcionamiento y comprobaciones se basarán en la norma ISO 18132 *Refrigerated*

hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels – General requirements for automatic tank gauges.

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

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

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

3.5.5 Determinación de la masa/volumen del GNL y vapor mediante medidores de flujo.

La determinación de la masa/volumen del GNL y de vapor se realizará mediante medidores de caudal másico (tipo Coriolis) o medidores de caudal volumétrico (tipo ultrasónicos) instalados en las líneas de transferencia entre la planta y el buque, junto con su instrumentación asociada.

El cálculo de totalización de la masa/volumen se realizará en un computador de caudal, a partir de las lecturas del medidor de caudal e instrumentos asociados, o mediante otro dispositivo/aplicación en función de los sistemas que disponga la planta.

Los caudales másicos y volumétricos se expresarán en kg/h y m³/h respectivamente, con dos cifras decimales.

La medida totalizada en masa se expresará en kg sin decimales, y el totalizado en volumen se expresará en metros cúbicos, redondeado a tres decimales.

Los caudalímetros para GNL se podrán calibrar con agua o en condiciones criogénicas y los de vapor con aire en condiciones atmosféricas, en un laboratorio acreditado por la norma UNE-EN ISO/IEC 17025:2017: Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración. La configuración deberá incluir las correcciones para su aplicación en condiciones criogénicas.

El control metrológico según el anexo XII del Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, aplicará a los sistemas de medida dinámica de transferencia de GNL entre buque y planta.

Los caudalímetros para la medida de vapor no requieren una certificación de un organismo notificado como instrumentos individuales. En el caso de que estos medidores formen parte de un sistema conjunto con la medida GNL, podrán ser incluidos en dicho sistema para la certificación del sistema de medida en su conjunto.

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

La temperatura del líquido y vapor de GNL en cada tanque del buque se medirá inmediatamente después de la medida del nivel del líquido, antes de las operaciones de carga o descarga e inmediatamente después de éstas. Cada tanque contará con varios medidores de temperatura, situándose uno en el fondo del tanque y otro en la parte más alta para asegurar la medida de la temperatura del líquido y del vapor respectivamente. El resto de los medidores de temperatura se instalarán separados a distancias iguales a lo largo de toda la altura del tanque.

Sus características, instalación, funcionamiento y comprobaciones cumplirán con los requisitos establecidos para medidores de Clase A, en la norma ISO 8310 *Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels – General requirements for automatic tank thermometers on board marine carriers and floating storage.*

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

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

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

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

Siendo V_k y T_k el volumen (m^3 con tres decimales) y la temperatura ($^{\circ}C$ con dos decimales), respectivamente, del líquido en cada tanque. El resultado se redondeará a dos decimales.

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

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

3.5.7 Determinación de la presión.

La presión en los tanques del buque 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 10976 *Refrigerated light hydrocarbon fluids – Measurement of cargoes on board LNG carriers*.

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 instalados medidores de presión atmosférica que midan y registren los valores de ésta simultáneamente para el cálculo de la presión absoluta.

3.5.8 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 *Refrigerated light hydrocarbon fluids – Sampling of liquefied natural gas – Continuous and intermittent methods*.

La toma de muestras se realizará de acuerdo con:

- Hasta $3.000 m^3$ de GNL de volumen transferido no será necesario tomar ninguna muestra.

– Para el resto de las operaciones, el número de toma de muestras se determinará en función del tiempo previsto para llevarlas a cabo, siendo necesario tomar una muestra por cada 3 horas de duración, con un máximo de 3 muestras por operación.

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

La toma de muestras líquidas se realizará en la planta de regasificación, en la línea de descarga/carga, se pasará por un vaporizador en continuo y se analizará con un cromatógrafo de gases en línea. Además, se recomienda disponer de un vaporizador de reserva.

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

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

3.5.8.1 Determinación de la composición del GNL y del vapor.

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

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

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

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

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

3.5.8.2 Determinación de compuestos de azufre.

El azufre se determinará utilizando normas internacionales aceptadas como:

- UNE-EN ISO 19739:2006/AC:2009: Gas Natural. Determinación de compuestos de azufre mediante cromatografía de gases.
- ASTM D 5504.

3.5.8.3 Determinación de compuestos de mercurio.

Se determinará según las normas UNE-EN ISO 6978-1:2006: Gas natural. Determinación del contenido de mercurio. Parte 1: Toma de muestras de mercurio por quimioabsorción en yodo, y UNE-EN ISO 6978-2:2006: Gas natural. Determinación del

contenido de mercurio. Parte 2: Toma de muestras de mercurio por amalgama sobre aleación de oro/platino.

3.5.8.4 Calibración, preparación y verificación de los equipos de cromatografía.

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

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

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

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

3.5.8.5 Toma de muestras del GNL.

En los casos en los que se haya requerido una toma de muestras, se retendrán hasta que haya sido firmado el informe de carga/descarga con acuerdo por ambas partes.

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

3.5.9 Cálculos.

3.5.9.1 Determinación de la energía cargada o descargada utilizando la medida de nivel en el buque.

Cálculo del volumen de GNL cargado o descargado.

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

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

En las operaciones de carga el volumen anteriormente calculado podrá corregirse para tener en cuenta el efecto de la variación de temperatura del talón del buque tal y como recoge el *LNG Custody Transfer Handbook*.

El volumen irá expresado en m³, redondeado a tres decimales.

Cálculo del Poder Calorífico Superior másico.

Se calculará de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 6976:2017: Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición, utilizando el valor de la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en el capítulo 2.

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

Cálculo de la densidad del GNL.

La densidad del GNL se expresará en kg/m³, redondeada a tres decimales, por cálculo a partir de la composición molecular y la temperatura media del líquido inicial, en caso de descarga, y la final en caso de carga. El método de cálculo será el descrito en la

norma UNE 60555:2024: Gas natural licuado (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas.

Cálculo del vapor retornado.

Para el cálculo del vapor retornado, se utilizará:

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

El poder calorífico superior volumétrico se calculará de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 6976:2017: Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición, redondeado a tres cifras decimales y a la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en el capítulo 2.

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

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

- a) Toma de muestras en la línea de vapor, utilizando un método de análisis cromatográfico de la muestra.
- b) Empleo de una composición fija de vapor para obtener un poder calorífico superior fijo u otra alternativa establecida en el *LNG Custody Transfer Handbook*.

Cálculo de las cantidades entregadas.

Para el cálculo de la energía y la masa entregada se utilizará la Norma UNE 60555:2024: Gas natural licuado (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas, y las recomendaciones recogidas en el *LNG Custody Transfer Handbook*.

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

3.5.9.2 Determinación de la energía cargada utilizando medidores de flujo.

Cálculo del volumen/masa del GNL cargado y del vapor retornado.

La determinación del volumen/masa del GNL y del vapor transferido en una carga se realizará por diferencia entre las lecturas de volumen o masa totalizada al inicio y al final de la operación, obtenidas de los caudalímetros o del computador de caudal, en función de los equipos de que disponga la planta.

El volumen se expresará en m³, redondeado a tres decimales. La masa se expresará en kg sin decimales.

Cálculo del Poder Calorífico Superior másico.

Se calculará de la misma forma que lo establecido en el apartado 3.5.9.1.

Cálculo de la densidad del GNL.

La densidad del GNL se determinará en kg/m³, redondeada a tres decimales, a partir de la composición molar y la temperatura media del GNL en la línea de transferencia entre buque y planta o, en su defecto, la obtenida en el buque al final de la carga. El método de cálculo será el descrito en la norma UNE 60555:2024: Gas natural licuado (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas.

Cálculo del Poder Calorífico Superior volumétrico.

El poder calorífico se calculará de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 6976:2017: Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición, redondeado a tres decimales y a la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en el capítulo 2.

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

- a) Toma de muestras en la línea de vapor, utilizando preferentemente un método de análisis cromatográfico de la muestra.
- b) Empleo de una composición fija de vapor para obtener un poder calorífico superior fijo u otra alternativa establecida en el *LNG Custody Transfer Handbook*.

Cálculo de las cantidades entregadas.

Para el cálculo de la energía y masa entregada se utilizará lo establecido en el *LNG Custody Transfer Handbook*.

La energía se expresará en kWh y la masa en kg, ambas sin decimales.

ANEXO 1

Informe de descarga de buque

Planta de.

Fecha de inicio:

Hora de inicio:

Fecha final:

Hora final:

Puerto de descarga:

Temperaturas de GNL en Tanques Inicio.

Tanque.

Temp. °C.

Nº de viaje:

Puerto de origen:

Buque:

País origen:

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

Temperaturas de GNL en Tanques Final.

Tanque.

Temp. °C.

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

Composicion del GNL.

N2:.....

C1:.....

C2:.....

C3:.....

IC4:.....

NC4:.....

IC5:.....

NC5:.....

C6+:.....

CO₂:.....

Temp. Media Inicio (°C).

Temp. Media Final (°C) Vol. GNL Inicio
(M3) Vol. GNL Final (M3).

Fdo.:

Planta de.

Fecha de inicio:

Hora de inicio:

Fecha final:

Hora final:

Puerto de descarga:

Temperaturas de Boil-Off en Tanques
Inicio.

Tanque.

Nº de viaje:

Puerto de origen:

Buque:

País origen:

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

Temp. °C.

Temperaturas de Boil-Off en Tanques
Final.

Tanque.

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

Temp. °C.

Composicion del Boil-Off.

N2:.....

C1:.....

C2:.....

C3:.....

IC4:.....

NC4:.....

IC5:.....

NC5:.....

C6+:.....

CO2:.....

Temp. Media Inicio (.°C) Temp. Media Final
(.°C) Vol. GNL Inicio (M3) Vol. GNL Final
(M3).

Vol. GNL Desc. (M3).

Fdo.

Planta de

Este certificado indica la cantidad y calidad del GNL que ha sido descargado en el Terminal de GNL de

por el buque con fecha:

Fecha de inicio:

Hora de inicio:

Fecha final:

Hora final:

Puerto de descarga:

Cantidad de GNL descargado:

M3 GNL Inicio Buque:.....

KG GNL Inicio Buque:.....

M3 GNL Final Buque:.....

KG GNL Final Buque:.....

M3 GNL Descargados:.....

KG GNL Descargados:.....

kWh GNL Totales:.....

Cantidad de Boil-Off retornado:

m³(*) GN Retornado:.....

KG GN Retornado:.....

kWh GN Totales:.....

M3 Equivalente GNL:.....

KG Equivalente GNL:.....

Autoconsumos del buque:

Consumo de GN (m³(n)):.....

KG de GN:.....

kWh Autoconsumo:.....

M3 Equivalente GNL:.....

KG Equivalente GNL:.....

ENERGIA DESCARGADA EN TERMINAL:

M3 Equivalente GNL:.....

KG Equivalente GNL:.....

kWh Descargadas:.....

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio:

Fecha final:

Hora final:

Puerto de descarga:

Media de resultado de análisis de cromatógrafo:

Componente molar

N2

C1

C2

C3

IC4

NC4

IC5

NC5

C6+

CO2

Propiedades del GNL

Peso molecular

Kg/KMOL

Densidad especifica normalizada

Kg/m³(*)

Poder calorífico del gas

kWh/m³(*)

Ratio de expansion

m³(*)/M3L

Densidad

Kg/M3L

Poder caloríf. GNL/masa

kWh/Kg

Poder caloríf. GNL/vol.

kWh/M3L

Índice de Wobbe

kWh/m³(*)

(*) Ver condiciones abajo

Temperatura Media del GNL: °C

Poder Calorífico (HS): [0.°C, V(CN)]

Índice de Wobbe: [0.°C, V(CN)]

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio:

Fecha final:

Hora final:

Puerto de descarga:

Composicion del líquido

Componente %

N2

C1

C2

C3

IC4

NC4

IC5

NC5

C6+

CO2

Cálculo de la densidad

Temperatura del liquido: °C $K1= m^3/Kmol$

$K2= m^3/Kmol$

Densidad= Kg/M3L

Poder calorífico

Hm= KWh/Kg

Hv= KWh/M3L

Cantidad entregada

Llegada del Buque: M3

Salida del Buque: M3

Recibido por Buque: M3

Consumido por Buque: M3

Temp: del vapor desp.: °C

Presión ABS. después mbar

Peso descargado Kg

Fdo.

Planta de
Fecha de inicio:
Hora de inicio: N° de viaje:
Fecha final: Puerto de origen:
Hora final: Buque:
Puerto de descarga: País origen:
Inicio descarga
Temp. Med. GNL inic (°C):.....
Densidad GNL (kg/M³L):.....
Calidad del GNL:
Composición molar %:
N2:.....
C1:.....
C2:.....
C3:.....
IC4:.....
NC4:.....
IC5:.....
NC5:.....
C6+:.....
CO2:.....
Poder Cal. (kWh/M3L):.....
Peso Molec. (Kg/Kmol):.....
K1:.....
K2:.....
P. de Revap. (M3L/m³(*)):.....
I. de Wobbe (kWh/m³(*)):.....

Fdo.

Planta de
Fecha de inicio:
Hora de inicio: N° de viaje:
Fecha final: Puerto de origen:
Hora final: Buque:
Puerto de descarga: País origen:
Temp. Med. GN Inicio (.°C):.....
Temp. Med. GN Final (.°C):.....
Densidad GN (KG/m³(*)):.....
Calidad del Boil-Off:
Composición molar %:
N2:.....
C1:.....
C2:.....
C3:.....
IC4:.....
NC4:.....
IC5:.....
NC5:.....
C6+:.....
CO₂:.....
Poder Cal. (kWh/m³(*)):.....
Peso Molec. (Kg/Kmol):.....
I. de Wobbe (kWh/m³(*)):.....

Fdo.

Cargamento

Certificado de cantidad

Este certificado indica la cantidad de GNL que ha sido descargado en la Planta de con los datos que a continuación se detallan:

Fdo.

Planta de En puerto de

Parte de descarga:

Provisional.

Propuesto.

Definitivo.

Buque:

Procedencia:

Fecha llegada:

Producto: GNL.

Mermas imputables:

Fdo.

Cargamento

Certificado de cantidad

Este certificado indica la cantidad de mermas de GNL para el cargamento indicado, en la Planta de
con los datos que a continuación se detallan:

Fdo.

Planta de En puerto de

Parte de descarga:

Provisional.

Propuesto.

Definitivo.

Buque:

Procedencia:

Fecha llegada:

Producto: GNL.

Mermas imputables:

Fdo.

ANEXO 2

Informe de carga de buque utilizando la medida de nivel en el buque

Planta de.

Fecha de inicio:

Hora de inicio:

Fecha final:

Hora final:

Puerto de carga:

Temperaturas de GNL en tanques inicio.

Tanque.

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

Temp. °C.

Temperaturas de gnl en tanques final.

Tanque.

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

Temp. °C.

Composición del GNL.

N2:.....

C1:.....

C2:.....

C3:.....

IC4:.....

NC4:.....

IC5:.....

NC5:.....

C6+:.....

CO₂:.....

Temp. Media Inicio (°C).

Temp. Media Final (°C).

Vol. GNL Inicio (M3).

Vol. GNL Final (M3).

Vol. GNL Desc. (M3).

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio:

Fecha final:

Hora final:

Puerto de carga:

Temperaturas de Boil-Off en Tanques
Inicio.

Tanque.

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

Temp. °C.

Temperaturas de Boil-Off en Tanques
Final.

Tanque.

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

Temp. °C.

Composición del Boil-Off.

N2:.....

C1:.....

C2:.....

C3:.....

IC4:.....

NC4:.....

IC5:.....

NC5:.....

C6+:.....

CO₂:.....

Temp. Media Inicio (°C).

Presión Inicio (MBAR).

Temp. Media Final (°C).

Presión Final (MBAR).

Volumen Retornado (m³).

Volumen Retornado (m³(*)).

Autoconsumos Buque (m³(n)).

Fdo.

Planta de

Este certificado indica la cantidad y calidad del GNL que ha sido cargado en el Terminal de GNL de

por el buque con fecha:

Fecha de inicio:

Hora de inicio:

Fecha final:

Hora final:

Puerto de carga:

Nº de viaje:

Puerto de destino:

Buque:

País origen:

Cantidad de GNL Cargado:

M3 GNL Inicio Buque:.....

KG GNL Inicio Buque:.....

M3 GNL Final Buque:.....

KG GNL Final Buque:.....

M3 GNL Descargados:.....

KG GNL Descargados:.....

kWh GNL Totales:.....

Cantidad de Boil-Off Retornado:

m³(*) G.N. Retornado:.....

KG GN Retornado:.....

kWh GN Totales:.....

M3 Equivalente GNL:.....

KG Equivalente GNL:.....

Autoconsumos del Buque:

Consumo de GN (m³(n)):.....

KG de GN:.....

kWh Autoconsumo:.....

M3 Equivalente GNL:.....

KG Equivalente GNL:.....

Energía cargada en Terminal:

M3 Equivalente GNL:.....

KG Equivalente GNL:.....

kWh Descargadas:.....

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio:

Fecha final:

Hora final:

Puerto de carga:

Media de resultado de análisis de cromatógrafo:

Componente Molar %.

N2.

C1.

C2.

C3.

IC4.

NC4.

IC5.

NC5.

C6+.

CO₂.

Nº de viaje:

Puerto de destino:

Buque:

País origen:

Propiedades del GNL:

Peso Molecular Kg/Kmol.

Densidad Especifica Normalizada.

Poder Calorífico del Gas.

Ratio de Expansión.

Densidad.

Poder Caloríf. GNL/masa.

Poder Caloríf. GNL/vol.

Índice de Wobbe.

Kg/m³(*).

kWh/m³(*).

m³(*)/M3L.

Kg/M3L.

kWh/Kg.

kWh/M3L.

kWh/m³(*).

(*) Ver condiciones abajo.

Temperatura Media del GNL: °C.

Poder Calorífico (HS): [0.°C, V(CN)].

Índice de Wobbe: [0.°C, V(CN)].

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio:

Fecha final:

Hora final:

Puerto de carga:

Composición del líquido

Componente %

N2

C1

C2

C3

IC4

NC4

IC5

NC5

C6+

CO₂

Cálculo de la Densidad

Temperatura del líquido:

°C

K1

m³/Kmol

K2

m³/Kmol

Densidad

Kg/M3L

Poder calorífico

Hm= KWh/Kg

Hv= KWh/M3L

Cantidad entregada:

Llegada del Buque:

m³

Temp: del vapor desp.:

°C

Salida del Buque:

m³

Presión ABS. después:

mbar

Recibido por Buque:

m³

Consumido por Buque:

m³

Peso cargado

kg

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio:

Fecha final:

Hora final:

Puerto de carga:

Inicio carga.

Temp. Med. GNL inic (°C):.....

Densidad GNL (Kg/M3L):.....

Calidad del GNL:

Composición Molar %:

N2:.....

C1:.....

C2:.....

C3:.....

IC4:.....

NC4:.....

IC5:.....

NC5:.....

C6+:.....

CO2:.....

Poder Cal. (kWh/M3L):.....

Peso Molec. (kg/Kmol):.....

K1:.....

K2:.....

P. de Revap. (M3L/m³(*)):.....

I. de Wobbe (kWh/m³(*)):.....

Nº de viaje:

Puerto de destino:

Buque:

País origen:

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio:

Fecha final:

Hora final:

Puerto de carga:

Temp. Med. GN Inicio (°C):.....

Temp. Med. GN Final (°C):.....

Densidad GN (kg/m³(*)):.....

Calidad del Boil-Off:

Composición Molar %:

N2:.....

C1:.....

C2:.....

C3:.....

IC4:.....

NC4:.....

IC5:.....

NC5:.....

C6+:.....

CO2:.....

Poder Cal. (kWh/m³(*)):.....

Peso Molec. (kg/kmol):.....

I. de Wobbe (kWh/m³(*)):.....

Nº de viaje:

Puerto de destino:

Buque:

País origen:

Fdo.

Cargamento

Certificado de Cantidad Neta

Este certificado indica la cantidad de GNL que ha sido cargado en la planta de, con los datos que a continuación se detallan:

Fdo.

Planta de

En puerto de

Parte de carga:

Provisional.

Propuesto.

Definitivo.

Buque:

Procedencia:

Fecha llegada:

Producto:

GNL.

Mermas imputables:

Fdo.

Cargamento

Certificado de Cantidad

Este certificado indica la cantidad de mermas de GNL para el cargamento indicado, en la Planta de
con los datos que a continuación se detallan:

Fdo.

Planta de En puerto de

Parte de carga:

Provisional.

Propuesto.

Definitivo.

Buque:

Procedencia:

Fecha salida:

Producto: GNL.

Merzas imputables:

Fdo.

Cargamento

Certificado de Cantidad a Bordo

Este certificado indica la cantidad de GNL que ha sido cargado a bordo en la Planta de

con los datos que a continuación se detallan:

Buque:
Destino:

Fecha carga:
Producto: GNL

Producto:	GNL
Volumen:	m ³
Peso:	kg.
kWh:	

Fdo.

ANEXO 3

Informe de carga de buque utilizando medidores de flujo

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio: Núm. de viaje:

Fecha final: Puerto de destino:

Hora final: Buque:

Puerto de carga: País origen:

Composicion del G.N.L.

N2:.....

C1:.....

C2:.....

C3:.....

IC4:.....

NC4:.....

IC5:.....

NC5:.....

C6+:.....

CO2:.....

Composicion del boil-off

N2:.....

C1:.....

C2:.....

C3:.....

IC4:.....

NC4:.....

IC5:.....

NC5:.....

C6+:.....

CO2:.....

Totalizado masa/volumen de GNL (kg o m³)

Totalizado masa/volumen de BOG (kg o m^{3*})

Temperatura GNL

Temperatura BOG

(*) [0 °C, V(CN)].

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio: Núm. de viaje:

Fecha final: Puerto de destino:

Hora final: Buque:

Puerto de carga: País origen:

Este certificado indica la cantidad y calidad del GNL que ha sido cargado en el Terminal de GNL de , por el buque con fecha:

Cantidad de G.N.L. cargado:

M3 G.N.L. Cargados:.....

KG G.N.L. Cargados:.....

kWh G.N.L. Totales:.....

Cantidad de boil-off retornado:

m³(*) G.N. Retornado:.....

KG G.N. Retornado:.....

kWh G.N. Totales:.....

M3 Equivalente G.N.L.:.....

KG Equivalente G.N.L.:.....

Autoconsumos del buque:

Consumo de G.N. (m³(n)):.....

KG de G.N.:.....

kWh Autoconsumo:.....

M3 Equivalente G.N.L.:.....

KG Equivalente G.N.L.:.....

Energía cargada en terminal:

M3 Equivalente G.N.L.:.....

KG Equivalente G.N.L.:.....

kWh Descargadas:.....

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio: Núm. de viaje:

Fecha final: Puerto de destino:

Hora final: Buque:

Puerto de carga: País origen:

Media de resultado de analisis de cromatógrafo:

Componente molar %

N2

C1

C2

C3

IC4

NC4

IC5

NC5

C6+

CO2

Propiedades del G.N.L.

Peso molecular kg/KMOL

Densidad especifica normalizada kg/m³(*)

Poder calorífico del gas kWh/m³(*)

Ratio de expansión m³(*)/M3L

Densidad kg/M3L

Poder calorif. GNL/MASA kWh/kg

Poder calorif. GNL/VOL. kWh/m³

Índice de Wobbe kWh/m³(*)

(*) Ver condiciones abajo

Poder Calorífico (HS): [°C, MBAR]

Índice de Wobbe: [0 °C, V(CN)]

Poder Calorífico Inferior: [0 °C, V(CN)]

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio: Núm. de viaje:

Fecha final: Puerto de destino:

Hora final: Buque:

Puerto de carga: País origen:

COMPOSICIÓN DEL LÍQUIDO

COMPONENTE %

N2

C1

C2

C3

IC4

NC4

IC5

NC5

C6+

CO2

Cálculo de la densidad

Temperatura del líquido: °C K1 m³/Kmol

K2 m³/Kmol

Densidad kg/M3L

Poder calorífico

Hm=KWh/Kg

Hv=KWh/M3L

Cantidad entregada

Cargado por buque: M3

Consumido por buque: M3

Peso cargado kg

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio: Núm. de viaje:

Fecha final: Puerto de destino:

Hora final: Buque:

Puerto de carga: País origen:

Calidad del G.N.L.:

Composición molar %:

N2:.....

C1:.....

C2:.....

C3:.....

IC4:.....

NC4:.....

IC5:.....

NC5:.....

C6+:.....

CO2:.....

Poder Cal. (kWh/M3L):.....

Peso Molec. (Kg/Kmol):.....

K1:.....

K2:.....

P de Revap. (M3L/m³(*)):.....

I de Wobbe (kWh/m³(*)):.....

Fdo.

Planta de

Fecha de inicio:

Hora de inicio: Núm. de viaje:

Fecha final: Puerto de destino:

Hora final: Buque:

Puerto de carga: País origen:

Densidad G.N (KG/m³(*)):

Calidad del boil-off:

Composicion molar %:

N2:

C1:

C2:

C3:

IC4:

NC4:

IC5:

NC5:

C6+:

CO2:

Poder Cal. (kWh/m³(*)):

Peso Molec. (Kg/Kmol):

I de Wobbe (kWh/m³(*)):

Fdo.

Cargamento

Certificado de cantidad neta

Este certificado indica la cantidad de GNL que ha sido cargado en la Planta de , con los datos que a continuación se detallan:

Fdo.

PLANTA DE EN PUERTO DE

Parte de carga

- Provisional
- Propuesto
- Definitivo

Buque:

Procedencia:

Fecha llegada:

Producto: G.N.L.

Mermas imputables:

Fdo.

Cargamento

Certificado de cantidad

Este certificado indica la cantidad de mermas de GNL para el cargamento indicado, en la Planta de con los datos que a continuación se detallan

Fdo.

PLANTA DE EN PUERTO DE

Parte de carga

- Provisional
- Propuesto
- Definitivo

Buque:

Procedencia:

Fecha salida:

Producto: G.N.L.

Mermas imputables:

Fdo.

Cargamento

Certificado de cantidad a bordo

Este certificado indica la cantidad de GNL que ha sido cargado a bordo en la Planta de , con los datos que a continuación se detallan:

Buque:
Destino:
Fecha carga:
Producto: G.N.L.
Volumen: m³
Peso: Kg.
kWh:
Fdo.

4. Capítulo 4 «Operación normal del sistema»

4.1 Consideraciones generales sobre la utilización y funcionamiento del sistema.

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

– Previsión de la oferta y la demanda de gas con horizonte anual y detalle mensual, de acuerdo con el capítulo 9 «Predicción de la demanda» de las NGTS, desglosando las entradas y salidas del gas al sistema, funcionamiento de las plantas de regasificación y gestión de los almacenamientos, identificando los posibles excesos o déficit de gas del sistema. Esta previsión se actualizará tantas veces como la situación del sistema lo requiera, tomando en consideración la última información aportada por los sujetos.

– Plan de operaciones con detalle diario y alcance mensual para al menos los dos meses siguientes sobre el funcionamiento de todas las instalaciones de transporte, recogiendo la información recibida a través de las programaciones y nominaciones de los sujetos. Este plan de operaciones será diferente al recogido en el capítulo 5 «Operación del sistema en situación excepcional» y capítulo 6 «Niveles de crisis del sistema y Plan de Emergencia» de las NGTS. Recogerá, al menos, la organización de todas las entradas de gas al sistema de transporte, las entradas y salidas del TVB y almacenamientos subterráneos, la demanda prevista, y niveles de existencias, así como la autonomía del sistema. El plan se actualizará diariamente, teniendo en cuenta la información sobre los mantenimientos previstos o programados que afecten a la capacidad de las instalaciones del sistema, así como la última información aportada por los sujetos.

Se identificarán y comunicarán a los sujetos afectados las restricciones del sistema que afecten a la programación anual, mensual, semanal o diaria y se adoptarán las medidas pertinentes para anular o minimizar los efectos de aquellas. Estas restricciones se comunicarán al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC, a las comunidades autónomas afectadas y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (en adelante, CORES) en aquellos casos que, por su trascendencia, así lo considerara el GTS.

Estas restricciones se determinarán por instalación atendiendo a:

- Capacidad.
- Factor de utilización.
- Condiciones de diseño.
- Límites de seguridad, incluyendo al menos nivel mínimo de llenado y equipos de reserva.
- Estacionalidad.

El GTS publicará de forma accesible para los sujetos del sistema gasista la siguiente información agregada:

- Curvas de la demanda diaria real y prevista, para los días d y $d+1$, con detalle horario.
- Previsión de demanda convencional y eléctrica, ambas mensuales y con detalle diario, antes del día 20 del mes anterior.
- Actualizaciones de las previsiones de demanda cuando se produzcan variaciones significativas.
- Demanda real atendida por días vencidos y acumulado mensual.
- Demanda real atendida por meses vencidos y acumulado anual.
- Plan de cobertura de la demanda de gas en invierno.

– La mejor estimación disponible de las entradas de gas a la red de transporte con horizonte mensual y detalle diario. Esta estimación se realizará de acuerdo con la última programación confirmada y la información de contratación formalizada.

– Además, el GTS publicará en el SLATR la siguiente información:

- Slots de carga y descarga de buques programados resultado de los distintos procedimientos de asignación establecidos en la Circular de la CNMC 8/2019, de 12 de diciembre.

- Nivel agregado de existencias calculadas con horizonte mensual y detalle diario en base a la programación en plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y red de transporte.

- Nivel de utilización de los servicios incluidos en la Circular de la CNMC 8/2019, de 12 de diciembre, la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, incluyendo evolución histórica y previsiones futuras.

4.2 Operación normal del sistema.

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

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

- La demanda de gas.
- La presión en los puntos de entrada y salida de la red de transporte.
- Las existencias disponibles en plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y red de transporte.

- La capacidad disponible de las plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos, conexiones internacionales, yacimientos, plantas de producción de otros gases y potencia instalada de las estaciones de compresión, así como el flujo en los nudos del sistema.

- El estado de la red de transporte, de acuerdo con lo establecido en la Resolución de la CNMC, de 10 de noviembre de 2022, por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

- El estado de las plantas de regasificación y los almacenamientos subterráneos, de acuerdo con lo establecido en la Resolución de la CNMC, de 10 de noviembre de 2022, por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

- Los niveles de concentración de H₂, CO₂ y O₂ en los puntos singulares de las redes de transporte y distribución en aquellas áreas que pudieran afectar a instalaciones sensibles de acuerdo con lo definido en el capítulo 2 de esta normativa (almacenamientos subterráneos, conexiones internacionales etc.).

El GTS, en coordinación con los operadores, publicará los valores de los rangos admisibles de las variables de control al objeto de definir en qué nivel de situación se encuentra el sistema en cada momento de acuerdo con lo establecido en la normativa de gestión técnica del sistema.

En operación normal de la red básica y de transporte secundario, las consignas e instrucciones que imparta el GTS a los diferentes operadores estarán basadas en la información de programación aportada por los usuarios, y tendrán en cuenta los condicionantes técnicos de las instalaciones, criterios de seguridad de personas e instalaciones, seguridad de suministro, fiabilidad, sostenibilidad ambiental, optimización y eficiencia energética.

Cualquier alteración de las condiciones de operación normal prevista podrá dar lugar a una revisión del plan de operación y modificar las consignas de operación

originalmente impartidas a los sujetos. En el caso de que estas alteraciones afectasen a algún sujeto, se informará de su alcance con la mayor brevedad y con la justificación debida, procurando minimizar su efecto.

Al objeto de garantizar el correcto funcionamiento de la red básica y de transporte secundario y realizar el seguimiento de la operación diaria, los operadores de las infraestructuras y el GTS dispondrán de un sistema de comunicaciones, control, gestión de la información y simulación, operativo durante las 24 horas del día, según lo dispuesto en el capítulo 8 de esta normativa.

Con el fin de que el GTS tenga conocimiento en todo momento de la situación del sistema, los diferentes operadores de las instalaciones de transporte le aportarán diariamente los partes de movimiento físico del gas vehiculado por sus instalaciones durante el día anterior.

Asimismo, y con objeto de poder gestionar en todo momento posibles situaciones de operación excepcional o emergencia, el GTS deberá recibir de manera continua y en tiempo real los principales parámetros de todas las entradas al sistema, así como de los puntos de conexión entre las distintas redes de transporte y de aquellas salidas que el GTS considere necesarias previa solicitud al operador correspondiente.

Dentro de la operativa normal del sistema, el GTS podrá hacer uso de las siguientes medidas:

- Reconfiguración de la red de transporte y distribución.
- Redistribución del stock en la red de transporte.
- Utilización de estaciones de compresión.
- Reconfiguración de la programación de los almacenamientos subterráneos.
- Posponer y/o cancelar mantenimientos programados, en caso de que sea posible y no afecte a la integridad de las instalaciones, en coordinación con sus operadores.
- Operación conjunta en conexiones internacionales derivada de los siguientes acuerdos operativos:
 - Francia-España (VIP PIRINEOS): entre los operadores interconectados y el GTS.
 - Portugal-España (VIP IBÉRICO): entre los operadores interconectados y el GTS.
 - Uso de la Cuenta de Balance Operativa (OBA).

El GTS, previa consulta a los sujetos afectados, elaborará una propuesta de Plan de Actuación Invernal (en adelante, PAI) con objeto de garantizar el suministro ante el incremento de la demanda derivado de la estacionalidad del mercado doméstico/comercial; haciendo especial énfasis en la cobertura de la demanda ante episodios tales como avisos de bajas temperaturas, olas de frío, contingencias en los aprovisionamientos o cualquier otra eventualidad que pueda repercutir en el funcionamiento normal del sistema.

Dicho plan podrá contemplar entre otras medidas:

- Reserva de capacidad de entrada en las conexiones con gasoductos internacionales. En este caso se deberá disponer además de existencias reservadas en las instalaciones del país vecino que no constituyan parte de una reserva de seguridad de dicho país vecino.
- Fijación de cantidades de existencias mínimas de seguridad a mantener en tanques de las plantas de regasificación y/o los almacenamientos subterráneos.

El PAI será aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas y publicado antes del 15 de octubre de cada año, permaneciendo vigente mientras no se apruebe otro posterior.

El GTS será el encargado de impartir las instrucciones necesarias para el adecuado funcionamiento del sistema en operación normal, pudiendo emitir las instrucciones correspondientes para la aplicación del PAI a los transportistas y distribuidores.

Los transportistas y distribuidores serán responsables de la adecuada ejecución de las instrucciones emitidas por el GTS. En caso de incumplimiento de tales instrucciones,

el GTS lo pondrá en conocimiento del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y de la CNMC, para la correspondiente asignación de responsabilidades, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en el título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

4.3 Publicación de información sobre la Operación Normal del sistema.

El GTS publicará en su portal de internet, antes de las 14:00 horas del día siguiente al día de gas, la siguiente información preliminar agregada correspondiente al día de gas inmediatamente anterior:

- Sobre la demanda de gas, en GWh/día:
 - Demanda total del sistema, distinguiendo entre demanda convencional y eléctrica.
- Sobre las existencias de gas en el sistema:
 - Existencias totales en la red de transporte.
 - Existencias de GNL en cada planta de regasificación del sistema gasista, en m³ y GWh al final de cada día de gas.
 - Existencias de gas totales en los almacenamientos subterráneos.
- Sobre las entradas/salidas de gas al sistema gasista, en GWh/día:
 - Entradas totales al sistema de transporte y distribución.
 - Cargas y descargas de GNL en cada planta de regasificación del sistema gasista.
 - Emisión de gas de cada planta de regasificación.
 - Entradas o salidas de gas por cada conexión internacional.
 - Inyección/Extracción de los almacenamientos subterráneos.
 - Producción de gas de yacimientos y plantas de otros gases.

Adicionalmente a la publicación diaria, el GTS publicará:

- Un boletín estadístico mensual, en el que indicará los aspectos relevantes de la operación del sistema, evolución y cobertura de la demanda, incidencias en la red de transporte, así como utilización y existencias de las plantas de regasificación y los almacenamientos subterráneos.
- Un informe anual del sistema gasista.

4.4 Desbalances individuales.

Se considerará que un usuario del sistema gasista está en situación de desbalance individual acorde a lo dispuesto en la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

4.5 Medidas a adoptar por el usuario ante una previsión de desbalance.

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

- Transacciones de compraventa de gas.
- Modificación de las programaciones y/o nominaciones inicialmente previstas.
- Ejercitar las cláusulas de interrumpibilidad con aquellos clientes con los que tenga suscritos contratos de suministro interrumpible comercial.
 - Negociar con sus propios clientes firmes interrupciones voluntarias de suministro.
 - Negociar con otros usuarios para ejercitar las cláusulas de interrumpibilidad de clientes ajenos.
- Utilización de las capacidades disponibles de los almacenamientos subterráneos, las conexiones internacionales, y las plantas de GNL.

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

Los consumidores directos en mercado podrán, adicionalmente, regular su consumo para poder corregir su propio desbalance. Cuando éste sea causado por la indisponibilidad no programada de una instalación, se aplicará el procedimiento establecido en el capítulo 5 de esta normativa.

4.6 Seguimiento del sistema.

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

Con el fin de facilitar el funcionamiento del Comité de Seguimiento del Sistema gasista, el GTS publicará en su portal de internet al menos la siguiente información:

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

- Informe anual del sistema gasista.

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

El CSSG se reunirá con carácter general de forma bimestral y a sus reuniones asistirán, además de representantes de todos los sujetos del sistema (transportistas, distribuidores, usuarios, operador del mercado organizado, etc.), representantes de la Dirección General de Política Energética y Minas, de la CNMC, de CORES y, atendiendo a los asuntos a tratar, del Operador del Sistema Eléctrico y de los operadores de sistemas adyacentes.

5. Capítulo 5 «Operación del sistema en situación excepcional»

5.1 Objeto.

Establecer las medidas generales de operación, coordinación y comunicación que deberá adoptar el GTS y ejecutar los sujetos afectados, para maximizar el grado de cobertura de la demanda de gas y garantizar la seguridad de las personas y los bienes cuando el sistema gasista se encuentre en Situación de Operación Excepcional (en adelante, SOE).

Dichas medidas deberán permitir, siempre que sea posible, que usuarios y sus clientes hagan uso de los mecanismos de mercado que permitan mejorar la respuesta ante SOE.

5.2 Consideraciones generales.

Se define como SOE aquella situación en la cual se prevé que no se cumplan cualquiera de los parámetros que definen la situación de operación normal, pero que no requiere de la declaración de los niveles de crisis recogidos en el artículo 11 del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) 994/2010, y detallados en el capítulo 6 de esta normativa.

La operación del sistema en SOE, requerirá la declaración por parte del GTS y su comunicación previa al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC, a todos los operadores y usuarios afectados, al Operador del Sistema

Eléctrico, al Operador del Mercado Organizado y a CORES, ésta última en caso de que estén afectadas instalaciones de almacenamiento subterráneo y/o gasoductos de conexión con ellos que puedan tener afección sobre su disponibilidad. Si con motivo de la SOE, fuera necesaria la restricción del suministro de usuarios acogidos al peaje interrumpible por congestión física, según lo establecido en el artículo 15 y el artículo 24.3 de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, se informará también a las comunidades autónomas afectadas.

Igualmente, se deberá informar a los destinatarios mencionados anteriormente de cualquier cambio que se produzca en una SOE, en el caso de que se retorne a la situación de operación normal o cuando sea necesario el paso a cualquier nivel de crisis definido en el capítulo 6.

Estas comunicaciones se realizarán de forma explícita a todos los operadores y usuarios afectados. Para el resto de los operadores y usuarios la comunicación se realizará mediante publicación de las correspondientes notas de operación.

La SOE podrá estar ocasionada por la existencia de una perturbación en el sistema, entre otras:

- Disponibilidad, total o parcial, de una planta de regasificación.
- Disponibilidad, total o parcial, de una conexión internacional.
- Disponibilidad, total o parcial, de un almacenamiento subterráneo.
- Disponibilidades de equipos en la red de transporte o distribución.
- Disponibilidad, total o parcial, de una planta de producción de otros gases, si dicha disponibilidad genera una afección a la seguridad de suministro del sistema.
- Introducción en el sistema de gas fuera de especificaciones que pudiera afectar a la integridad de los equipos y/o personas.
- Disponibilidad parcial o total del personal esencial para la correcta operación y/o mantenimiento de los distintos elementos del sistema gasista, incluyendo los centros de control.
- Disponibilidad parcial o total de los sistemas de la información esenciales para la operación del sistema.
- Exceso o defecto de gas en el conjunto del sistema.
- Exceso o defecto puntual de gas para su suministro en un área del sistema gasista.
- Incremento de la demanda de gas que, por razones de interés general, se convierta en necesariamente atendible.
- Falta de existencias de GNL en las plantas de regasificación, debido al cierre de puertos de carga y/o descarga, incidentes en las instalaciones, o incumplimiento de las descargas programadas por los usuarios por cualquier causa o debido a la obligación de prestar un servicio de carga previamente contratado, siempre que cualquiera de estas causas mencionadas pueda afectar a la seguridad de suministro, a la operación normal de las instalaciones, o del sistema en su conjunto, o pueda generar perjuicios medioambientales.
- Desbalance individual significativo de algún usuario en cualquier área de balance (AVB, TVB o PVB).
- Altos niveles de GNL en las plantas de regasificación que impidan satisfacer las descargas contratadas en las terminales en las fechas programadas, cuando no hay salidas suficientes en el sistema para incrementar la producción de las plantas.
- Situaciones operativas que deriven en consignas para parar totalmente la emisión de las plantas de regasificación, de forma continuada y durante al menos 24 horas de duración.
- Situaciones de fuerza mayor que pudieran afectar a la actividad de sectores productivos con repercusión significativa en el aprovisionamiento o la demanda de gas natural.
- Situaciones de fuerza mayor que puedan causar daños al medio ambiente, a la integridad de los buques metaneros o a su navegabilidad segura y para cuya prevención

o mitigación se precise llevar a cabo una descarga o carga en una de las plantas de regasificación del sistema gasista, siempre que dicha operación sea aceptada por la planta y por la autoridad competente, se pueda realizar de forma segura y no requiera la activación de los planes de autoprotección o emergencia de las plantas o de los puertos en los que se pretenda realizar la operación. Cuando no se pueda realizar una operación de transferencia de la carga del buque a la planta, el responsable de la seguridad del buque deberá coordinar, gestionar y llevar a cabo una transferencia de la carga mediante el trasvase de buque a buque en una zona segura y autorizada para ello.

– Cualquier otra circunstancia que pueda derivar en una afección relevante en la operación normal del sistema.

Durante la SOE el GTS emitirá las instrucciones pertinentes a los transportistas y distribuidores de gas natural, así como a los usuarios, los cuales serán responsables de la adecuada ejecución de las instrucciones emitidas por el GTS.

5.3 Información para prevenir y resolver las Situaciones de Operación Excepcional.

Para la realización de evaluaciones ante SOE y para la adopción de medidas correctoras, el GTS utilizará la información puesta a su disposición por los distintos sujetos, pudiendo recabar de éstos cualquier información adicional que considere necesaria.

Tras la solicitud del GTS, los titulares de instalaciones deberán proporcionar la siguiente información relativa a la disponibilidad de sus instalaciones:

- a) Capacidades operativas de descarga y carga, de almacenamiento y emisión de plantas de regasificación.
- b) Capacidades operativas de los almacenamientos subterráneos, así como sus capacidades técnicas de inyección y extracción.
- c) Capacidad de la red de transporte, así como las restricciones operativas programadas.
- d) Restricciones operativas con respecto a las condiciones normales de operación de las redes de distribución.

CORES enviará al GTS anualmente, antes del 1 de octubre, la siguiente información relativa a interrumpibilidad comercial:

- a) Clientes con interrumpibilidad comercial, identificados por Código Universal de Punto de Suministro (CUPS) y clasificados por compañía distribuidora, usuario, provincia, PCTD, consumo real del año anterior con detalle mensual y caudal contratado diario acogido a dicho acuerdo comercial.

El GTS enviará a CORES anualmente, cuando se cierre el proceso de contratación de peaje interrumpible, la siguiente información relativa a al peaje interrumpible:

- a) El listado definitivo de clientes acogidos a este peaje, clasificados por CUPS, compañía distribuidora, usuario, provincia, PCTD, mercado y caudal contratado diario acogido a dicho peaje.

En un plazo de 6 meses desde la entrada en vigor de esta orden, los usuarios enviarán a los transportistas y distribuidores, a través de sus plataformas, la siguiente información relativa a cada uno de sus clientes clasificados por CUPS:

- a) Código CNAE, nivel de criticidad y tiempo de preaviso mínimo, de acuerdo con lo dispuesto en el anexo del capítulo 6.
- b) Identificación si se trata de un cliente protegido o protegido en virtud del mecanismo de solidaridad, según se definen en el apartado 6.3.
- c) Para aquellos consumidores no incluidos en el grupo D de la CNAE que cuenten con cogeneración, se informará del porcentaje del consumo destinado a cogeneración.

d) Información relativa a aquellos consumidores que dispongan de combustible alternativo garantizado, declarado en base al artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Los usuarios mantendrán esta información actualizada en caso de formalizar nuevos contratos o modificación de los existentes. Esta información será puesta a disposición del GTS en caso de que éste lo requiera para desarrollar sus funciones en el ámbito de la seguridad de suministro.

En un plazo de 7 meses desde la entrada en vigor de esta orden y posteriormente, anualmente antes del 1 de octubre de cada año, los transportistas y distribuidores enviarán al GTS la siguiente información relativa a los consumidores conectados a su red:

a) Información de puntos de suministro que pueden condicionar la operación normal de la red, definidos en el capítulo 1 de esta normativa, incluyendo CUPS, comercializador, compañía distribuidora o transportista, PCLD/PCTD/PCDD, provincia y consumo de los últimos 12 meses con repartos finales provisionales cerrados.

b) Información de puntos de suministro con consumo anual superior a 15 GWh, incluyendo CUPS, comercializador, compañía distribuidora o transportista, PCLD/PCTD/PCDD, provincia, consumo real de los últimos 12 meses con repartos finales provisionales cerrados, caudal contratado diario y toda la información relativa a estos consumidores proporcionada por los usuarios. Esta información se publicará en el sistema SLATR. Para garantizar la confidencialidad de la información, se mantendrán distintos perfiles de acceso al SLATR para los distintos sujetos implicados. No será necesario el envío de esta información al SLATR, si ya se dispusiera de ésta en tal plataforma como consecuencia del cumplimiento de otras obligaciones definidas en la regulación vigente. Cada operador será responsable de garantizar que la información recogida en el SLATR sea correcta.

c) Consumo real de los últimos 12 meses con repartos finales provisionales cerrados con detalle mensual, de los clientes protegidos y protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad, agrupados por PCLD/PCTD/PCDD y clasificados por compañía distribuidora/transportista, comercializador y grupo tarifario.

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

Si la situación en materia de seguridad de suministro así lo requiriese, la periodicidad de todo este intercambio anual de información se modificará a requerimiento del GTS.

El GTS pondrá toda esta información a disposición del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico cuando éste así lo requiera.

5.4 Medidas a analizar en caso de SOE.

Ante una declaración de SOE, y salvo que por razones de urgencia sea aconsejable actuar de otro modo más inmediato, el GTS realizará una primera evaluación teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Causa de la SOE.
- La predicción meteorológica, y en caso de que se considere necesario, el estado de la mar.
- El tiempo estimado de duración de la SOE.
- Los usuarios afectados.
- Las capacidades operativas de las plantas de regasificación y nivel de las existencias.
- Las capacidades operativas de las conexiones internacionales, yacimientos, plantas de producción de otros gases y almacenamientos subterráneos, así como su nivel de existencias.

- Las limitaciones de las redes de transporte y distribución que puedan generar restricciones en las capacidades de emisión.
- La determinación de la demanda atendible para la SOE.
- Determinación, en su caso, del impacto sobre la demanda de gas de la disminución de actividad en sectores productivos con efecto significativo sobre ella.
- Cualquier otra información relevante.

Las conclusiones de la evaluación previa deberán ser remitidas al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la CNMC.

Los operadores y usuarios afectados estarán informados en todo momento.

5.5 Coordinación de la operación del sistema en SOE.

Ante una declaración de SOE o de cualquiera de los niveles de crisis, el GTS podrá convocar un Comité de Coordinación con los sujetos afectados. En este comité se compartirá información sobre los planes de contingencia y de retorno a la situación normal y se coordinarán las actuaciones y la prestación de apoyo al GTS en la toma de las decisiones necesarias sobre el funcionamiento del sistema.

Además del GTS, podrán formar parte de este grupo:

- La Dirección General de Política Energética y Minas.
- La CNMC.
- CORES.
- El Operador del Sistema Eléctrico.
- Los gestores de red de transporte.
- Los operadores plantas de regasificación.
- Los operadores de redes de distribución y transporte.
- Los usuarios con derecho a voto que forman parte del Comité de Gestión Técnica definido en el capítulo 12.

Cada participante en este Comité de Coordinación deberá nombrar dos representantes:

- un representante permanente, que deberá estar localizable las 24 horas del día y durante todos los días del año, y
- un representante sustituto, que pueda suplir la ausencia justificada del representante permanente.

El GTS coordinará la ejecución de las medidas a adoptar con todos los usuarios afectados y operadores de las infraestructuras implicadas.

Para poder realizar las funciones descritas y tomar las decisiones soportadas técnicamente, el GTS deberá tener en cuenta al menos la siguiente información, proporcionada por todos los sujetos afectados, en la medida que sean de su competencia:

- Programaciones, nominaciones y renominaciones en todos los puntos del sistema, incluyendo los puntos de inyección de otros gases.
- Predicción meteorológica.
- Predicción de la demanda.
- Programas actualizados de carga y descarga de GNL en plantas.
- Planes de mantenimiento de las instalaciones.
- Cualquier otra información que se considere necesaria.

El resultado de las decisiones tomadas se incorporará como parte integrante medida del informe previsto en el apartado 5.7.

5.5.1 Instrucciones operativas del GTS de carácter temporal.

La Dirección General de Política Energética y Minas, por razones de urgencia y con carácter temporal, podrá autorizar al GTS a dictar instrucciones operativas que no estén incluidas en estas normas y que se destinen a reconducir al sistema a la situación de operación normal o a aminorar los efectos de una SOE. Estas medidas deberán ser transparentes, objetivas y no discriminatorias y serán objeto del informe previsto en el apartado 5.7.

5.6 Medidas a adoptar en SOE.

Con objeto de minimizar el impacto de la SOE podrán adoptarse, entre otras, las medidas que se enumeran a continuación:

- Reubicación de existencias disponibles entre las diferentes instalaciones del sistema gasista.

- Modificación de los programas de carga y descarga de buques, previo acuerdo con los usuarios implicados, si es técnicamente viable por parte del operador de la planta. Estas modificaciones del programa no restarán flexibilidad a los derechos del usuario en relación con el slot asociado.

- Modificación de los programas de carga de cisternas, previo acuerdo con los usuarios implicados, si es técnicamente viable por parte del operador de la planta.

- En caso de que la SOE este provocada por una limitación de capacidad operativa por causas sobrevenidas, o bien por una escasez de existencias que imposibilite el correcto funcionamiento de los cargaderos de cisternas, en caso de ser necesario y siempre que se hayan considerado con antelación los mecanismos de mercado establecidos para garantizar las existencias de GNL, se dará prioridad a la carga de cisternas de GNL destinadas a plantas satélites que alimenten a redes de distribución sobre las plantas satélites monoclientes, de la terminal afectada.

- En caso de que la SOE venga provocada por una limitación local de transporte en un área determinada, y siempre y cuando esta limitación no afecte a terceros países ni supere las 72 horas de duración y al objeto de preservar las presiones de entrega y la garantía de suministro a los clientes protegidos, podrá limitarse la contratación adicional a los compromisos de entrega en dicha área, así como determinados consumos, siguiendo el principio de intervención mínima.

- Modificación de la programación de inyección de otros gases, previo acuerdo con los sujetos implicados.

- Posponer y/o cancelar mantenimientos programados, en caso de que sea posible y no afecte a la integridad de las instalaciones.

- Cuando se alcancen los límites establecidos de la cuenta de balance operativa, los gestores de redes de transporte interconectadas podrán acordar la ampliación de estos límites con el fin de minimizar el efecto a los usuarios y/o favorecer una operación segura.

- Uso de las existencias del PAI por parte de los sujetos.

- Activación de los Acuerdos de Asistencia Mutua de ámbito regional, firmados con carácter voluntario entre los gestores y operadores de los países vecinos que contemple tanto las cantidades de apoyo como la devolución de éstas, indicando plazos y volúmenes diarios.

- Solicitar a los usuarios la ejecución de la interrumpibilidad comercial definida en la Resolución de 25 de julio de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.

- Aplicación de la interrumpibilidad a los clientes acogidos a peaje interrumpible por problemas operativos en la zona afectada, conforme la resolución aprobada a tal fin por la CNMC en virtud del artículo 24.3 de su Circular 6/2020, de 22 de julio, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y

regasificación de gas natural. En este caso será preciso, ante todo, determinar las zonas en las que habría que proceder a la interrupción del suministro, así como precisar las cuantías y, si es posible, la duración de las restricciones de acuerdo con la normativa vigente.

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

Las órdenes de interrupción para restringir el consumo de gas natural a aquellos consumidores acogidos a alguna tipología de peaje interrumpible se realizarán de acuerdo con lo establecido en el apartado 6.7.1.

En el caso de que el consumidor sea una instalación de generación eléctrica acogida al peaje interrumpible según lo establecido en la Circular 6/2020, de 22 de julio, la interrupción y sus eventuales prórrogas deberán ser previamente acordadas con el Operador del Sistema Eléctrico, que podrá rechazarla si las considerase un riesgo cierto para la seguridad de la operación del sistema eléctrico. Dicha decisión deberá ser notificada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, convenientemente justificada.

El alcance de las interrupciones será determinado por el GTS.

En el caso de que un consumidor con peaje interrumpible incumpla sus obligaciones durante el período en el que se le ha aplicado la interrupción, el GTS lo pondrá en conocimiento del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y de la CNMC, para la correspondiente asignación de responsabilidades, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Por su propia naturaleza, algunas de las medidas citadas anteriormente se aplicarán simultáneamente y otras de forma secuencial, debiendo ser el GTS quien determine la secuencia temporal de la aplicación, de acuerdo con el plan de operación definido en caso de SOE.

Las medidas que conciernen a la operación del sistema deberán ser comunicadas a los sujetos afectados con la mayor antelación posible. Se informará del escenario de operación que se prevea como probable y de la adopción de las medidas excepcionales contempladas en el plan de operación al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC, a CORES y a las comunidades autónomas. Todo lo anterior se entiende sin perjuicio de las responsabilidades que pudieran corresponder a los operadores de las instalaciones afectadas o a los usuarios a quienes sea imputable la SOE.

5.7 Retorno a la situación de operación normal.

Una vez que el sistema retorne a la operación normal, el GTS lo declarará y comunicará a todos los sujetos empleando los mismos canales por los que se procedió a la declaración de SOE.

Adicionalmente, el GTS elaborará un informe explicativo de lo sucedido, incluyendo su criterio sobre las causas que hayan motivado dicha situación, la eficacia de las medidas adoptadas, los sujetos afectados por dichas medidas y cualquier otra información relevante. Dicho informe será remitido a los agentes implicados, al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la CNMC.

6. Capítulo 6 «Niveles de crisis del sistema y planes de emergencia»

6.1 Objeto.

Este capítulo tiene como objeto establecer las medidas de operación, coordinación y comunicación que deberá adoptar el GTS y que deberán ejecutar los sujetos afectados para maximizar el grado de cobertura de la demanda de gas y garantizar la seguridad de personas y bienes cuando el sistema gasista se encuentre en alguno de los niveles de crisis recogidos en el Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del

Consejo, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) 994/2010.

Dichas medidas deberán permitir que empresas y consumidores, en su caso, puedan recurrir, siempre que sea efectivo, a medidas basadas en el mercado para hacer frente a situaciones que menoscaben la seguridad de suministro. Adicionalmente, se incluyen medidas de último recurso, no basadas en el mercado, que deberán ser activadas una vez que las medidas basadas en el mercado no sean suficientes para hacer frente a la crisis.

Asimismo, este capítulo establece el contenido mínimo y estandarizado de los planes de emergencia que los sujetos que intervienen en el sistema gasista deben remitir al GTS y define el procedimiento general de comunicación fuera de la operación normal en el sistema gasista, en virtud de lo establecido en los artículo 8 y 10 del Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, y en el artículo 40.3 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

6.2 Consideraciones generales.

Se define como nivel de crisis aquella situación en la cual se prevea que se pueda producir o ya se haya materializado, un suceso susceptible de provocar un deterioro del aprovisionamiento de la demanda firme que no puede resolverse mediante la declaración de SOE.

En función de su gravedad y en virtud de lo establecido en el artículo 11 del reglamento, los niveles de crisis se clasifican en:

- Nivel de Alerta Temprana.
- Nivel de Alerta.
- Nivel de Emergencia.

Los sucesos que pueden provocar la activación de los niveles de crisis son los siguientes:

- Demanda excepcionalmente elevada de gas.
- Interrupción de los flujos de gas en alguno de los puntos de entrada al sistema como consecuencia de la desviación de los parámetros de calidad del gas que pudiera resultar en un incumplimiento de las especificaciones recogidas en la regulación vigente.
 - Interrupción del suministro proveniente de países aprovisionadores.
 - Indisponibilidad para el intercambio de datos entre agentes, como operadores adyacentes, distribuidores, usuarios o plataformas de mercado, que puedan afectar al suministro.
 - Indisponibilidad o reducción significativa de la capacidad de una instalación que resulte en un deterioro de la seguridad de suministro.
 - Respuesta limitada de los mercados internacionales de gas en relación con el aprovisionamiento de gas del sistema.
 - Cualquier otra circunstancia que pueda derivar en un deterioro de la seguridad de suministro.

La autoridad competente, tal y como se define en el artículo 2.7 del Reglamento (UE) 1938/2017 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2017 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) 994/2010, será el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

6.3 Clientes protegidos.

Los clientes protegidos a efectos del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, son los consumidores domésticos, entendiéndose como tales los suministros a domicilios de personas físicas y los usos de calefacción y agua caliente sanitaria colectiva para suministro a domicilios de personas físicas; las pequeñas y medianas empresas (PYMES) conectadas a la red de distribución; y los servicios esenciales establecidos en el artículo 60 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

Los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad a efectos del Reglamento (UE) 2017/1938, de 25 de octubre de 2017, son los consumidores domésticos, entendiéndose como tales los suministros a domicilios de personas físicas y los usos de calefacción y agua caliente sanitaria colectiva para suministro a domicilios de personas físicas; y los servicios esenciales establecidos en el artículo 60 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, que no sean servicios educativos ni de administración pública.

Acorde a lo dispuesto en el apartado 5.3, en un plazo de 6 meses desde la entrada en vigor de esta orden, los usuarios enviarán a los transportistas y distribuidores, a través de las plataformas de los operadores, la identificación de los clientes protegidos y protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad y mantendrán la información actualizada en caso de formalizar nuevos contratos o modificar los existentes. Esta información será puesta a disposición del GTS en caso de que éste así lo requiera para poder desarrollar sus funciones en el ámbito de la seguridad de suministro. El traspaso de datos respetará el Reglamento (UE) 2016/679 General de Protección de Datos (RGPD) así como la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de Protección de Datos Personales y garantía de los derechos digitales, estando legitimado el tratamiento de los datos personales en base al artículo 6.1.e) del RGPD y debiendo quedar clara la finalidad del tratamiento.

En un plazo de 7 meses desde la entrada en vigor de esta orden, y posteriormente, anualmente antes del 1 de septiembre, los transportistas y distribuidores comunicarán a través de medios telemáticos a los usuarios y al GTS la mejor previsión de demanda máxima diaria de los clientes protegidos y protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad, suministrados desde sus redes, basándose en los consumos históricos registrados. Esta demanda se desglosará por PCTD/PCDD, provincia y usuario.

Asimismo, en un plazo de 8 meses desde la entrada en vigor de esta orden, y posteriormente, anualmente antes del 15 de septiembre, el GTS comunicará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la previsión de demanda de los clientes protegidos y protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad. Por otra parte, siempre que les sea requerido para el cumplimiento de la normativa europea en vigor, esta información será solicitada o actualizada en un plazo de diez días hábiles.

De acuerdo con la cifra anterior, en un plazo de 8 meses desde la entrada en vigor de esta orden, y posteriormente, anualmente antes del 15 de septiembre, cada usuario informará al GTS de los medios dispuestos para satisfacer la demanda potencial definitiva de sus clientes protegidos y protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad. El GTS evaluará el inventario de medios y procedimientos de los sujetos y podrá solicitar información adicional, así como la ampliación de los medios disponibles. El GTS mantendrá la confidencialidad de la información comercialmente sensible.

Por último, en un plazo de 9 meses desde la entrada en vigor de esta orden, y posteriormente, anualmente antes del 15 de octubre, el GTS emitirá un informe sobre la idoneidad y suficiencia de los medios puestos a disposición por los usuarios para satisfacer dicha demanda, que remitirá a la CNMC y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

6.4 Información para prevenir y resolver los niveles de crisis.

Para la adopción de medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y, ante la declaración de uno de los niveles de crisis por parte de la autoridad competente, el GTS empleará la información aportada por los sujetos que se detalla a continuación:

Usuarios (Información remitida al SLATR):

1. Demanda diaria estimada desagregada entre demanda convencional y eléctrica para cada PCTD, PCLD y punto de suministro.
2. Programaciones de puntos de entrada y salida.
3. Programación de operaciones de carga y descarga de buques.

El GTS facilitará a diario a la autoridad competente la siguiente información:

1. Las previsiones de suministro de gas y demanda de gas diarios correspondientes a los tres días siguientes en millones de metros cúbicos por día (Mm^3/d) y en gigavatios hora por día (GWh/d).
2. El flujo de gas diario en todos los puntos de entrada y salida transfronterizos, así como en todos los puntos de conexión a la red de una instalación de producción, una instalación de almacenamiento o una terminal de GNL, en millones de metros cúbicos por día (Mm^3/d) y en gigavatios hora por día (GWh/d).
3. El período, expresado en días, durante el que se prevé que pueda garantizarse el suministro de gas a los clientes protegidos y a todos los clientes.

La autoridad competente informará a la Comisión Europea y a las autoridades competentes de los Estados miembros previstos en la regulación europea vigente. Además, en el caso de declarar el nivel de Emergencia, informará a los Estados miembros pertenecientes a los grupos de riesgo de los que forme parte de acuerdo con el artículo 14 del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017. En ambos casos, la autoridad competente facilitará toda la información necesaria, en particular información sobre las medidas que tiene intención de tomar. En caso de ser preciso, la información también se compartirá con el Grupo de Coordinación del Gas, definido en el artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017.

6.5 Gestor de Crisis y Grupo de Gestión de Crisis.

La autoridad competente establecerá un responsable encargado de la gestión de la crisis (Gestor de Crisis).

El Gestor de Crisis liderará el Grupo de Gestión de Crisis, que estará formado por:

1. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
2. Gestor de Crisis.
3. GTS.
4. CORES.
5. Operador del Sistema Eléctrico.
6. Operadores (titulares de plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos, transportistas y distribuidores de gas).
7. CNMC.
8. Cualquier otro sujeto que la autoridad competente o el Gestor de Crisis consideren oportuno para el correcto desarrollo de sus tareas.

El resultado de las decisiones tomadas en el ámbito del Grupo de Gestión de Crisis se incorporará al correspondiente informe de evaluación de la situación de Emergencia y de la eficacia de las medidas aplicadas, que la autoridad competente enviará a la Comisión Europea en un plazo inferior a 6 semanas desde la finalización de la crisis, de conformidad al artículo 14 del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y

del Consejo, de 25 de octubre de 2017. Este documento incluirá una evaluación del impacto económico de la situación de Emergencia, el impacto en el sector de la electricidad y la asistencia que hayan prestado o se haya recibido de la Unión y sus Estados miembros.

6.6 Nivel de Alerta Temprana.

Conforme el Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, el nivel de Alerta Temprana es aquella situación en la que existe información concreta, seria y fiable de que puede producirse un suceso susceptible de provocar un importante deterioro del suministro y de desencadenar el nivel de Alerta o de Emergencia.

La autoridad competente declarará este nivel cuando las medidas aplicadas en SOE sean insuficientes para retornar a la Operación Normal y se considere necesario utilizar medidas de mercado.

Para la declaración del nivel de Alerta Temprana, la autoridad competente, o el GTS en su nombre si así lo indica esta autoridad competente, realizará una comunicación previa a la CNMC, a CORES y a todos los operadores y usuarios.

Igualmente, se deberá informar de cualquier cambio que se produzca en una situación de Alerta Temprana, en el caso de que se retorne a la situación de operación normal o cuando se pase a los niveles de Alerta o Emergencia.

6.6.1 Medidas a adoptar en nivel de Alerta Temprana.

Ante esta situación y adicionalmente a las medidas en SOE del capítulo 5, el GTS, previa consulta al Grupo de Gestión de Crisis activará las medidas de mercado vigentes dirigidas a garantizar el suministro para:

- Promover y facilitar un incremento de las entradas de gas por gasoductos internacionales, en colaboración con los operadores y usuarios.
- Promover y facilitar las operaciones logísticas en las plantas de regasificación, promoviendo la entrada al sistema de GNL adicional, en colaboración con los operadores y usuarios.
- Promover y facilitar cualquier otra actuación del mercado que permita incrementar la autonomía del sistema.

Las medidas que conciernen a la operación del sistema deberán ser comunicadas por el GTS a los sujetos afectados con la mayor antelación posible. También informará a la CNMC, al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a CORES y a las Comunidades Autónomas afectadas, del escenario de operación que se prevea como probable y de la adopción de las medidas excepcionales contempladas en el Plan de Operación.

6.7 Nivel de Alerta.

El Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, define el nivel de Alerta como aquella situación en la que se produce una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que provoca un importante deterioro del suministro, pero el mercado todavía es capaz de gestionar esa interrupción o demanda sin necesidad de recurrir a medidas distintas de las de mercado.

La autoridad competente declarará este nivel a iniciativa propia o previa comunicación por parte del GTS, que deberá incluir el motivo de la situación de Alerta:

- Después de la declaración de nivel de Alerta Temprana y cuando las medidas adoptadas son insuficientes para volver a la Operación Normal, pero en principio la situación puede reconducirse mediante medidas de mercado dirigidas a la demanda.

– Directamente desde una situación de operación normal o excepcional, si se previese un importante e inminente déficit de suministro, pero el mercado dispone de capacidad de reacción.

El nivel de Alerta podrá declararse cuando no se produzcan una interrupción del suministro ni una demanda excepcionalmente elevada de gas en el sistema gasista español, pero sí se haya recibido un requerimiento de solidaridad por parte de un Estado miembro en el marco de la normativa europea en vigor en materia de seguridad de suministro y, en consecuencia, la demanda conjunta nacional y del Estado miembro solicitante sí sea excepcionalmente elevada.

Para la declaración del nivel de Alerta, la autoridad competente, o el GTS en su nombre si así lo indica esta autoridad competente, realizará una comunicación previa a la CNMC, a CORES y a todos los operadores y usuarios. Cuando existan situaciones de restricción del suministro a los usuarios, se informará también a las Comunidades Autónomas afectadas.

Igualmente, se deberá informar de cualquier cambio que se produzca en una situación de Alerta, en el caso de que se retorne a la situación de operación normal o cuando se pase al nivel de Emergencia.

6.7.1 Medidas a adoptar en nivel de Alerta.

En esta situación, adicionalmente a las medidas tomadas en la SOE y en el nivel de Alerta Temprana, el GTS, previa consulta al Grupo de Gestión de Crisis podrá activar, en este orden de prioridad, las siguientes medidas en el caso de que no hubieran sido adoptadas previamente:

– Aplicar la interrumpibilidad a los clientes acogidos al peaje interrumpible.
– Activar las medidas de mercado vigentes dirigidas a disminuir la demanda promoviendo:

- La disminución de las salidas por gasoductos internacionales, en colaboración con los operadores y usuarios sin afeción del mercado de los Estados interconectados.
- La disminución del consumo de ciclos combinados, previa conformidad del Operador del Sistema Eléctrico y en colaboración con los operadores y usuarios, garantizando en todo caso la seguridad de suministro eléctrico.
- La disminución del consumo de gas de las instalaciones de cogeneración, reduciendo la electricidad vertida a la red sin menoscabo de la viabilidad del proceso industrial y previa conformidad del Operador del Sistema Eléctrico.
- El uso de combustibles alternativos en instalaciones industriales y de producción de electricidad.
- Campañas de comunicación que fomenten el ahorro en el consumo de gas entre los consumidores mediante la reducción de temperatura de la calefacción y agua sanitaria.
- Cualquier otra actuación de mercado que permita incrementar la autonomía del sistema.

En el caso del corte de suministros interrumpibles será preciso determinar las cuantías y la duración de las restricciones, según la regulación vigente.

El GTS impartirá a los distribuidores y transportistas, en base a lo establecido en la normativa de gestión técnica del sistema, las órdenes oportunas para que éstas procedan a cumplir las instrucciones en función de las cantidades de consumo afectadas y la ubicación física de dichos consumos. Igualmente, el GTS se dirigirá al Operador del Sistema Eléctrico para determinar las restricciones de los suministros para generación de electricidad.

En el caso en que un consumidor acogido a peaje interrumpible incumpla dicha interrupción durante el período en el que se le haya aplicado, el GTS lo pondrá en conocimiento del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y de

la CNMC, para la correspondiente asignación de responsabilidades, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Las medidas que conciernen a la operación del sistema deberán ser comunicadas por el GTS a los sujetos afectados con la mayor antelación posible. También informará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC, a CORES y a las comunidades autónomas afectadas, del escenario de operación que se prevea como probable y de la adopción de las medidas excepcionales contempladas en el Plan de Operación.

6.8 Nivel de Emergencia.

Conforme el Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, se produce una situación de nivel de Emergencia cuando se registra una demanda excepcionalmente elevada de gas, una importante interrupción del suministro u otro deterioro considerable de la situación del suministro y, tras la aplicación de todas las medidas pertinentes de mercado, el suministro de gas es insuficiente para satisfacer la demanda restante de gas, de manera que deben introducirse adicionalmente medidas distintas de las de mercado para salvaguardar el suministro a los clientes protegidos.

La autoridad competente declarará este nivel a iniciativa propia o previa comunicación por parte del GTS que deberá incluir el motivo, el volumen de gas y zonas geográficas afectadas, duración estimada y afectación al mercado.

La declaración se podrá realizar:

- Directamente desde una situación de operación normal o de Operación Excepcional, si se previese un importante e inminente déficit de suministro que pusiera en riesgo la seguridad del sistema y el suministro de gas natural, en particular a los clientes protegidos.
- Cuando, tras la declaración de nivel de Alerta Temprana o Alerta, el GTS considere que las medidas adoptadas son insuficientes y deben introducirse medidas adicionales para salvaguardar el suministro de gas a los clientes protegidos.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, o el GTS en su nombre si así lo indica esta autoridad competente, comunicará la declaración de nivel de Emergencia al Operador del Sistema Eléctrico, a la CNMC, a CORES y a todos los operadores y usuarios; cuando se puedan derivar restricciones del suministro a los consumidores finales, se informará también a las comunidades autónomas afectadas.

Igualmente, se deberá informar de cualquier cambio que se produzca en una situación de Emergencia o en el caso de que se retorne a la situación de operación normal.

Cuando una situación de nivel de Emergencia pueda dar lugar a una petición de solidaridad a la Unión Europea y/o a sus Estados miembros, se seguirán las disposiciones establecidas en la normativa comunitaria en vigor en materia de seguridad de suministro de gas, así como los acuerdos bilaterales suscritos entre España y otros Estados miembros.

Cuando, a pesar de haber tomado todas las medidas establecidas en los niveles de SOE, Alerta Temprana y Alerta, no se garantizase la continuidad del suministro, el Gobierno podrá adoptar las medidas necesarias de acuerdo con el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

El GTS, mediante consulta al Grupo de Gestión de Crisis, ejecutará las medidas adoptadas en las que sea necesaria su participación de acuerdo con los criterios que éste establezca.

Las medidas que conciernen a la operación del sistema deberán ser comunicadas por el GTS a los sujetos afectados con la mayor antelación posible. También informará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC, a CORES y a las administraciones públicas competentes, del escenario de operación que se prevea

como probable y de la adopción de las medidas excepcionales contempladas en el Plan de Operación.

6.8.1 Medidas a adoptar en nivel de Emergencia.

Además de las ya dispuestas en la normativa vigente, se establecen las siguientes:

6.8.1.1 Optimización del consumo destinado a generación eléctrica.

El GTS, con la mayor antelación posible y una vez agotadas las medidas de mercado, propondrá al Operador del Sistema Eléctrico un calendario tentativo de reducción de consumo de gas en las centrales de generación eléctrica y en las instalaciones de cogeneración en las zonas afectadas durante los siguientes 7 días, tomando como base los volúmenes de gas incluidos por los usuarios en las programaciones semanales y el consumo medio diario durante los últimos siete días naturales. En todo momento se deberá garantizar la seguridad del sistema eléctrico y del proceso productivo en el caso de las instalaciones de cogeneración, teniendo además en cuenta la posible protección de determinadas centrales de generación eléctrica según lo dispuesto en la normativa comunitaria en vigor en materia de seguridad de suministro de gas.

El Operador del Sistema Eléctrico, en función de la flexibilidad del sistema eléctrico y en coordinación con los sujetos que participan en él, facilitará la reducción de carga en centrales de ciclo combinado en los mercados de operación, asegurando el suministro de energía eléctrica con las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.

De acuerdo con lo anterior, el Operador del Sistema Eléctrico comunicará al GTS las centrales de generación eléctrica y las instalaciones de cogeneración susceptibles de reducción de consumo, y el volumen de reducción de consumo para cada uno de los días propuestos. El GTS informará a los usuarios responsables de su suministro y a los titulares de las instalaciones a las que se conectan.

6.8.1.2 Programas extraordinarios de importación de gas.

El GTS, previa autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá proponer programas extraordinarios de importación de gas natural, en nombre del sistema gasista, siempre que se justifique por razones de garantía de suministro a corto plazo. El procedimiento de compra será competitivo si la situación así lo permite. En tal situación, se garantizará la neutralidad económica del GTS.

6.8.1.3 Restricciones al suministro firme.

En el caso de que las medidas anteriores no consigan garantizar el suministro de los clientes protegidos se procederá a aplicar restricciones al suministro firme. Si esta situación es causada por el desbalance de un usuario, se procederá a interrumpir en primer lugar sus clientes, siempre y cuando no se trate de clientes protegidos.

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

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

1. Clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad, a los que se aplicarán las disposiciones incluidas en la normativa comunitaria en materia de seguridad de suministro, en particular el principio de solidaridad y la norma relativa al suministro.

2. Clientes protegidos no incluidos en el mecanismo de solidaridad, a los que se aplicarán las disposiciones incluidas en la normativa comunitaria en materia de seguridad de suministro, en particular la norma relativa al suministro.

3. Clientes no protegidos acogidos a peajes de acceso a redes locales inferiores o iguales al RL7 (consumos anuales inferiores o iguales a 15 GWh/año).

4. Clientes no protegidos acogidos a peajes de acceso a redes locales superiores al RL7 (consumos anuales superiores a 15 GWh/año), incluyendo a las centrales para generación de energía eléctrica, con las posibles restricciones que establezca el Operador del Sistema Eléctrico.

5. El consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otros combustibles declarados en base al artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

El GTS, a partir de la información aportada por transportistas, distribuidores y usuarios, identificará y comunicará las acciones concretas que posibiliten reducir los consumos que sean necesarios y recabará de las autoridades correspondientes el apoyo a las medidas adoptadas.

Con este fin, el GTS elaborará un Plan de Restricción de Consumos superiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos. Si este no fuera suficiente, se pasaría a comunicar a los distribuidores y transportistas afectados la necesidad de elaborar un Plan de Restricción de Consumos inferiores o iguales a 15 GWh/año de clientes no protegidos. Los criterios y procedimientos de elaboración de estos planes se recogen en el apartado 6.12.

En el caso de que la situación de Emergencia tenga su origen en el fallo de suministro de uno de los principales países suministradores, los usuarios afectados por la falta de este aprovisionamiento que abastezcan a instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otros combustibles suspenderán el suministro a estas instalaciones de acuerdo con la información proporcionada por los usuarios en relación a la diversificación de aprovisionamientos remitida a CORES en virtud de lo establecido en la regulación vigente.

En el caso de que fuera necesario realizar alguna intervención de cierre de válvulas en la red, el transportista o distribuidor de la red afectada será el responsable de su ejecución, siempre que se tenga acceso a la válvula de corte. En caso contrario, deberá hacerse desde las instalaciones de los clientes conectados con afectación, para lo cual deberá permitirse el acceso al transportista/distribuidor.

Los consumidores firmes localizados en una zona afectada por los cortes de suministro podrán llegar a acuerdos voluntarios para ceder su consumo diario a un tercero que haya sido interrumpido dentro de su misma zona de distribución o que se encuentre conectado al mismo gasoducto de transporte. Este hecho deberá ser comunicado previamente al titular de la red a la que se conecte, que lo tendrá en cuenta a la hora de enviar las mediciones de consumo.

6.8.1.4 Uso de las reservas estratégicas y reservas operativas del sistema.

Una vez que el Gobierno haya autorizado el uso de las reservas estratégicas, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en calidad de autoridad competente, previa comunicación al GTS, a la CNMC y a CORES, dictará las instrucciones precisas para el uso de estas.

El GTS dará las instrucciones oportunas a los titulares de las instalaciones para la extracción de las reservas estratégicas y determinará, en su caso, un orden de preferencia de extracción en base a las instrucciones de uso dictadas por la autoridad competente. Esta información será también remitida a CORES para el control y seguimiento del uso de las reservas estratégicas.

6.8.2 Evaluación de la Emergencia.

Tras una situación de Emergencia, con la mayor antelación posible y a más tardar seis semanas después de la finalización de dicha situación, la autoridad competente facilitará a la Comisión Europea una evaluación detallada de la emergencia y de la eficacia de las medidas aplicadas, incluida una evaluación del impacto económico, el

impacto en el sector de la electricidad y la asistencia prestada a, o recibida de, la Unión Europea y sus Estados miembros.

6.9 Planes de emergencia.

6.9.1 Plan de emergencia de transportistas y distribuidores.

Los transportistas y los distribuidores remitirán anualmente al GTS sus planes de emergencia antes del día 1 de octubre de cada año.

El plan de emergencia que los titulares de redes de transporte y distribución deben elaborar, contendrá al menos la siguiente información:

- Descripción detallada de las funciones, responsabilidades, medios humanos, materiales y procedimentales a adoptar por la empresa ante situaciones de emergencia.
- Información recogida en el apartado 5.3 del capítulo 5 de esta normativa.
- Clasificación y Tiempo de Preaviso Mínimo ante interrupción del suministro, de acuerdo con lo dispuesto en el anexo, de los consumidores conectados a sus redes que pueden condicionar la operación normal de la red.
- Datos de contacto permanentemente actualizados que incluyan, al menos, teléfono y correo electrónico del centro de control ante incidencias disponible 24 horas al día, los 365 días del año, y de un responsable.

Adicionalmente, la información relativa a los contactos se actualizará en el momento en que sufra modificaciones.

6.9.2 Plan de emergencia de comercializadores y consumidores directos en mercado.

El plan de emergencia que deben elaborar los comercializadores y los consumidores directos en mercado contendrá al menos la siguiente información:

- Al menos, dos contactos por compañía (número de teléfono y correo electrónico) ante incidencias disponible 24 horas al día, los 365 días del año. Esta información estará permanentemente actualizada.
- Relación de incidencias ocurridas fuera del territorio español en el último año que hayan provocado una reducción del aprovisionamiento programado con destino al sistema gasista español.
- Consumidores acogidos a interrumpibilidad comercial, detallando el CUPS y PCTD/PCDD al que se encuentran conectados.
- Consumidores con instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otros combustibles declarados en base al artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Estas compañías remitirán anualmente al GTS sus planes de emergencia para la seguridad del suministro antes del día 1 de octubre de cada año.

6.10 Disponibilidad de la información en el SLATR.

Para facilitar el cumplimiento de las funciones encomendadas al GTS, así como su coordinación con los operadores de las redes de transporte y distribución y los usuarios, el GTS dispondrá en el SLATR de la siguiente información en cada punto de conexión (PCTT, PCTD, PCLD, PCTG, PCDG y PCDD):

- Listado de transportistas y distribuidores conectados en cada punto de conexión transporte-transporte (PCTT), punto de conexión transporte-distribución (PCTD) y punto de conexión distribución-distribución (PCDD).
- Listado de productores de otros gases conectados en cada punto de conexión PCTG y PCDG.

- Información relativa a los consumidores finales que CORES y los operadores de las redes de transporte y distribución deben remitir al GTS según lo establecido en la normativa de gestión técnica del sistema.
- Información relativa a consumidores finales con consumo anual superior a 15 GWh/año y su clasificación por nivel de criticidad.
- Información relativa a consumidores con instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otros combustibles declarados en base al artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.
- Información relativa al volumen de consumo de los clientes protegidos y los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad.
- Información de datos de contacto de los representantes de las compañías a coordinar. Cada transportista, distribuidor, productor de otros gases y usuario será responsable de la actualización de los datos de contacto y de la disponibilidad de sus representantes 24 horas al día, los 365 días del año.

El GTS será el responsable de mantener actualizados los datos de contacto del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de la CNMC, de la CORES y del Operador del Sistema Eléctrico.

Para garantizar la confidencialidad de la información, se mantendrán distintos perfiles de acceso al SLATR para los distintos sujetos implicados.

6.11 Comunicación en situaciones de crisis.

Todas las comunicaciones descritas en el presente capítulo entre el GTS, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, CNMC, CORES, Operador del Sistema Eléctrico, los transportistas y distribuidores y usuarios de las instalaciones se realizarán mediante medios electrónicos que permitan la comprobación y constancia de la recepción y la autenticidad de la comunicación.

En el caso de que se haga necesario el uso del teléfono, las conversaciones podrán ser grabadas, si alguna de las partes manifestara su oposición al respecto, deberá comunicarlo a la autoridad competente y al GTS, en el plazo de 1 mes desde la publicación de este capítulo, indicando los motivos de la oposición.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en calidad de autoridad competente, o el GTS en su nombre si así lo indica esta autoridad competente, comunicará cualquiera de los niveles de crisis (Alerta Temprana, Alerta o Emergencia) a la CNMC, a CORES, al Operador del Sistema Eléctrico, a los titulares de instalaciones, a los usuarios y a los consumidores directos en mercado afectados.

La autoridad competente decidirá en su momento la comunicación al resto de operadores de instalaciones y usuarios, así como el medio de comunicación más adecuado.

Una vez declarado el nivel de crisis, el Grupo de Gestión de Crisis evaluará los recursos necesarios para la gestión de esta, indicando a todos los implicados las instrucciones de la autoridad competente a seguir en su resolución.

Cuando existan situaciones de restricción del suministro, sin perjuicio de las acciones de comunicación que se lleven a cabo con los transportistas, distribuidores y usuarios para coordinar las eventuales interrupciones de suministro, y para informar a los consumidores con la mayor antelación posible, la autoridad competente o el GTS en su nombre si así lo indica esta autoridad competente, notificará la situación a las comunidades autónomas y administraciones locales afectadas.

Para la comunicación de órdenes de restricción del suministro a consumidores, se aplicará el procedimiento de comunicación de interrupción establecido en el apartado 6.13.

En caso de ser necesaria la interrupción del suministro a consumidores, las órdenes de interrupción incluirán:

- Localización geográfica.

- Duración estimada.
- Volumen objetivo de consumo a interrumpir.

Estas órdenes serán emitidas después de que se haya declarado el nivel de crisis pertinente. Para garantizar la máxima coordinación y agilidad en la resolución de la crisis, desde el centro de control del GTS se contactará con los centros de control de los operadores de transporte y/o distribución implicados.

La empresa distribuidora y/o transportista comunicará al GTS la evolución y ejecución de la restricción realizada hasta la normalización del suministro, detallando el tiempo, volumen, en base a consumos históricos de días equivalentes, y número de consumidores afectados por punto de conexión.

Una vez concluida la crisis, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en calidad de autoridad competente, o el GTS en su nombre si así lo indica esta autoridad competente, comunicará dicha finalización a la CNMC, a CORES, a los centros de control de los titulares de instalaciones y a los usuarios afectados por vía telefónica y/o correo electrónico. La autoridad competente decidirá en su momento la comunicación del cierre al resto de operadores y usuarios, así como el medio de comunicación más adecuado.

6.12 Planes de restricción de consumos firmes.

Los planes de restricción de consumos superiores a 15 GWh/año (nivel de prioridad 4, definido en el apartado 6.8.1.3) y de consumos inferiores o iguales a 15 GWh/año (nivel de prioridad 3, definido en el apartado 6.8.1.3), serán elaborados por el GTS y los titulares de las instalaciones a la que esté conectado el consumidor, respectivamente.

Ambos planes incluirán un listado de puntos de suministro identificados por su CUPS, junto a su sector (identificado por su CNAE, desglosada hasta el mayor nivel existente), su Tiempo de Preaviso Mínimo y su Caudal Mínimo Técnico, si lo hubiere, por cada nivel de criticidad según se definen en el anexo de este capítulo. Estos listados determinarán el orden de corte o restricción de suministro dentro de cada nivel de criticidad.

En cada uno de los dos planes, para cada nivel de criticidad, los CUPS se ordenarán de acuerdo con el Tiempo de Preaviso Mínimo (interrumpiendo en primer lugar los de menor plazo). Dentro de cada Tiempo de Preaviso Mínimo, se ordenarán en función del consumo medio de los últimos 7 días naturales (interrumpiendo en primer lugar los de mayor consumo medio). Si hubiera coincidencia en el consumo medio, se ampliaría el horizonte temporal de cálculo del consumo medio, en número de días sucesivos, hasta que dicha igualdad desaparezca.

Cada uno de los dos planes se elaborará independiente del otro, de tal forma que, dentro de cada uno de los dos niveles de prioridad, para cada CNAE desglosada hasta el mayor nivel existente, se establecerán turnos de interrupción en periodos de 4 días, siempre que los cortes programados de la demanda se estimen para una duración mayor. Una vez finalizado ese turno, se seguirá el orden de CUPS establecido, interrumpiendo el suministro secuencialmente a aquellos consumidores que hasta ese momento no habían sido afectados por cortes, por turnos de 4 días, y así sucesivamente hasta la conclusión del listado de cada nivel de criticidad.

El volumen de gas natural interrumpido de un sector concreto, identificado por la referida CNAE, en un mismo nivel de prioridad (3 o 4), en un mismo turno no representará más de un porcentaje definido por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas del consumo estimado del conjunto de CUPS de ese sector en ese nivel de prioridad en ese periodo. Mientras no se dicte resolución al respecto, este porcentaje quedará fijado en el 35%.

Una vez finalizado el periodo de corte y si transcurre menos de dos años desde que se finalizó la aplicación de la medida, en caso de tener que implementar de nuevo el corte de demanda firme, se reanudarán los cortes desde la última posición a la que se le

hubiera interrumpido el suministro. Sin embargo, si transcurre más de dos años, se reiniciará el corte desde la primera posición del listado.

6.12.1 Restricciones a los consumos superiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos.

Ante cualquier crisis con restricciones a los consumos, el GTS elaborará un Plan de Restricción de Consumos superiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos, que incluirá el CUPS de cada consumidor afectado, la estimación de los volúmenes a interrumpir, el inicio y la duración de la interrupción, localización por punto de conexión, así como los usuarios afectados.

En el plan se incluirán también y en las mismas condiciones, aquellos consumidores que puedan condicionar la operación normal de la red a la que estén conectados definidos en la normativa de gestión técnica del sistema.

El GTS comunicará este plan a los distribuidores y transportistas afectados para su análisis, pudiendo estos, en su caso, proponer alternativas que consideren más eficaces en un plazo de 12 horas. El GTS informará del plan definitivo al Grupo de Gestión de Crisis y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en calidad de autoridad competente.

Una vez examinado el plan por el Grupo de Gestión de Crisis y aprobado por la autoridad competente, el proceso de comunicación de las restricciones se realizará conforme a lo establecido en el apartado 6.13 de este capítulo.

En el caso de que el consumidor final sea una instalación de generación eléctrica, la interrupción y eventual prórroga deberán ser previamente acordadas con el Operador del Sistema Eléctrico, que podrá rechazarla si considera que ello puede suponer un riesgo cierto para la seguridad de la operación del sistema eléctrico. Dicha decisión deberá ser notificada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico convenientemente justificada.

6.12.2 Restricciones a los consumos iguales o inferiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos.

En el caso de que la situación así lo exija, y si después de aplicar el Plan de Restricciones de consumidores superiores a 15 GWh/año, no se garantizase el suministro del resto del consumo firme así como a los clientes protegidos, el GTS dará instrucciones a los titulares de las instalaciones involucradas para interrumpir el suministro a consumidores con consumo igual o inferior a 15 GWh/año, para lo cual deberá comunicar el volumen de consumo a interrumpir, la duración de la interrupción y su localización.

En cumplimiento de dicha instrucción, cada distribuidor y/o transportista afectado deberá elaborar un Plan de Restricción de Consumos iguales o inferiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos, al efecto que deberá comunicar a los usuarios afectados y al GTS, en un plazo no superior a 12 horas.

En el caso de que el consumidor final sea una instalación de generación eléctrica, la interrupción y eventual prórroga deberán ser previamente acordadas entre el GTS y el Operador del Sistema Eléctrico, que podrá rechazarla si considera que ello puede suponer un riesgo cierto para la seguridad de la operación del sistema eléctrico. Dicha decisión deberá ser notificada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico convenientemente justificada.

6.13 Procedimiento de comunicación de orden de interrupción a consumidores de suministros firmes.

6.13.1 Comunicación de la orden de interrupción a consumidores superiores a 15 GWh/año.

El GTS será el encargado de comunicar el Plan de Restricción a los usuarios, transportistas y distribuidores afectados.

La información por especificar a cada sujeto es la siguiente:

- CUPS y nombre del consumidor final.
- Fecha y hora del inicio de la interrupción.
- Caudal Mínimo Técnico, si lo hubiere.
- Duración estimada de la interrupción.
- Causa que motiva la solicitud de interrupción del suministro.
- Categoría Urgente o normal.

Serán los usuarios los responsables de informar de la orden de interrupción a sus clientes afectados mediante los medios necesarios para asegurar su recepción, con copia al GTS y al transportista o distribuidor de la red afectada.

En el caso de que fuera necesario realizar alguna intervención de cierre de válvulas en la red, el transportista o distribuidor de la red afectada será el responsable de su ejecución.

En el caso de que el suministro a interrumpir se realice a través de varios transportistas y/o distribuidores, se enviará el comunicado a la vez a todos los implicados especificando sobre quien recae la responsabilidad de realizar el cierre de la válvula de acometida. En caso contrario, el único transportista o distribuidor implicado será el responsable de realizar dicho corte.

Para ello deberá tener acceso a la válvula de corte. En caso contrario deberá hacerse desde las instalaciones de los clientes conectados con afección, para lo cual deberá permitirse el acceso al transportista/distribuidor.

Desde el GTS se contactará con los centros de control de los operadores de transporte y/o distribución implicados con objeto de garantizar la máxima coordinación y agilidad para resolver la crisis.

6.13.2 Comunicación de la orden de interrupción a consumidores iguales o inferiores a 15 GWh/año.

La comunicación será realizada por los distribuidores y/o los transportistas informando puntualmente de la evolución de la crisis y de la previsión de normalización del suministro de forma general a través de medios de amplia difusión como sus portales de internet u otros medios telemáticos de los que se disponga, y directamente a los organismos oficiales competentes (Comunidades Autónomas, Administraciones locales, Dirección General de Protección Civil y Emergencias, etc.) y usuarios afectados.

El distribuidor y/o el transportista, como responsable de controlar y/o realizar la interrupción de suministro, confirmará al GTS la ejecución de la orden de interrupción (corte físico o control de consumos al menos una vez cada 24 horas en el caso de disponer de sistema de teledatada operativo), anotando la lectura del consumo en el momento de su interrupción. Esta lectura se podrá realizar a través de los sistemas de teledatada.

Para ello deberá tener acceso a la válvula de corte. En caso contrario deberá hacerse desde las instalaciones de los clientes conectados con afección, para lo cual deberá permitirse el acceso al transportista/distribuidor.

6.13.3 Comunicaciones durante el periodo de interrupción.

Con carácter general, el preaviso de interrupción del suministro se realizará con veinticuatro horas de antelación (Interrupción NORMAL), aunque el plazo podrá ser

inferior si la autoridad competente, o el GTS en su nombre si así lo indica esta autoridad competente, declara directamente el nivel de Alerta o Emergencia por una circunstancia imprevista (Interrupción URGENTE).

Para los consumidores de más de 15 GWh/año, el titular del punto de conexión con el consumidor confirmará al GTS y al usuario afectado, la ejecución de la orden de interrupción, proporcionando al GTS y usuario la lectura del consumo en el momento de su interrupción. Para los consumidores acogidos a peaje interrumpible se procederá del mismo modo.

Para el resto de los consumidores el centro de control de la empresa transportista y/o distribuidora comunicará al GTS la evolución de la interrupción realizada hasta la normalización del suministro, detallando el tiempo, volumen y número de consumidores afectados.

Una vez finalizado el periodo de interrupción, el transportista o distribuidor titular del punto de conexión deberá realizar otra lectura del equipo de medidas e informar de esta al GTS detallando si se ha producido algún consumo.

Todas las lecturas de medida anteriores podrán ser realizadas a través de los sistemas de telemedida. En todo caso, para las unidades de medida de titularidad del cliente, este deberá facilitar el acceso a la unidad de medida al transportista o distribuidor interconectado.

Una vez concluida la crisis, la autoridad competente, o el GTS en su nombre si así lo indica esta, comunicará dicha finalización a la CNMC y a CORES. Además, el GTS informará a los usuarios, transportistas y distribuidores afectados del fin de la crisis.

El resto de los operadores y usuarios también serán informados, a posteriori, del final de la declaración de nivel de crisis, mediante la publicación de dicha información en el portal de internet del GTS.

La interrupción del suministro a consumidores firmes industriales deberá notificarse respetando el Tiempo de Preaviso Mínimo referido en el anexo de este capítulo.

6.14 Ejercicios de simulacro de emergencia.

Para garantizar la operatividad de los planes de emergencia, periódicamente y según establezca la regulación vigente, se realizará un ejercicio simulado de emergencia, con la siguiente distribución de responsabilidades:

– La Dirección General de Política Energética y Minas, mediante resolución, determinará su realización a propuesta del GTS, estableciendo en la resolución o en aclaraciones adicionales, el siguiente contenido, que podrá tener carácter confidencial o ser publicado en su portal de internet:

- Fecha y hora de inicio y finalización del ejercicio. La fecha y hora de inicio coincidirá con la del evento inicial que causa la emergencia simulada.
- Sucesión de eventos que provocan la activación del plan de emergencia. Durante la duración del ejercicio se podrán establecer eventos sucesivos que incrementen o minoren la gravedad del supuesto. En este caso, la resolución incluirá en anexos separados la descripción del evento y la fecha y hora de comunicación al GTS.
- Escenario de demanda. Podrán utilizarse los datos reales disponibles o previsiones de temperaturas y demanda eléctrica. En este último caso, las previsiones estarán determinadas en la propia resolución. La resolución podrá establecer variaciones del escenario durante la duración del ejercicio.
- Sujetos involucrados informados del ejercicio, incluyendo fecha y hora de comunicación del ejercicio.
- Sujetos involucrados no informados (al menos inicialmente).
- Observadores (registro de la realidad de la aplicación de los distintos procesos; errores observados).
- Guías: supervisan los distintos procesos con intervención mínima, y cuidan de que el ejercicio se realice y finalice incluso aunque algún paso se dé por inválido.

La sucesión de eventos podrá incluir el requerimiento de aplicación del principio de solidaridad emitida por/hacia otro Estado miembro en aplicación de la normativa comunitaria en vigor en materia de seguridad de suministro. En tal caso, estarán involucrados en el ejercicio tanto la autoridad competente del otro Estado miembro como su Gestor de Redes de Transporte de Gas.

El GTS será el responsable de coordinar su ejecución entre los sujetos del sistema gasista. La autoridad competente será responsable de su supervisión, seguimiento y análisis de resultados. Para ello, la Dirección de Energía de la CNMC deberá nombrar las personas responsables en un plazo no superior a 3 meses desde la publicación de esta resolución. El personal elegido podrá rotar a lo largo del año y se podrán nombrar sustitutos en caso de indisponibilidad. Asimismo, CORES supervisará la eventual utilización de las reservas estratégicas de acuerdo con el artículo 40.3 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio.

Se realizará aviso previo de la realización del simulacro a la CNMC y a CORES responsable de su supervisión y, en su caso, la autoridad competente y el Gestor de Redes de Transporte de Gas de otro Estado miembro, que serán advertidos con 48 horas de anticipación para confirmar su disponibilidad, y a cualquier otro sujeto que se considere oportuno para el desarrollo del simulacro.

El ejercicio se iniciará cualquier día y hora del año, con excepción del 24, 25 y 31 de diciembre y 1 de enero, mediante la comunicación electrónica de dicha resolución al personal de la CNMC y de CORES responsable de su supervisión y al representante del GTS en el Grupo de Gestión de Crisis, que a su vez será responsable de informar a usuarios y titulares de las instalaciones. En el caso de que el ejercicio incluyese una serie de eventos sucesivos, estos serán descritos en anexos separados, remitiendo cada uno de ellos en el momento que así determine la propia resolución.

El ejercicio podrá incluir la indisponibilidad de instalaciones de la red básica, la pérdida sustancial de suministros, la pérdida total o parcial de los sistemas de comunicación, supervisión y/o telemando o una combinación de estos.

El GTS enviará a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de escenarios y su impacto esperado tanto local como global en el sistema gasista. La primera propuesta de escenarios deberá enviarse en un plazo no superior a 6 meses desde la publicación de esta normativa de gestión técnica del sistema.

La resolución podrá incluir un anexo confidencial indicando el resultado esperado, conforme a una aplicación ideal del plan de emergencia: detalle de las acciones esperadas de cada sujeto afectado (sujetos que deben intervenir, comunicaciones con otros sujetos, acciones concretas, tiempos de respuesta, documentación de uso, etc.).

Los sujetos deberán proporcionar, al menos, la siguiente información relativa a los resultados del simulacro:

GTS:

- Impacto de los sucesivos eventos comunicados durante el trascurso del ejercicio en las presiones de la red básica y los flujos de gas, así como la afectación a la capacidad de suministro.
- Instrucciones operativas emitidas por el GTS a los titulares de las instalaciones para mitigar las consecuencias del evento.
- Acciones de coordinación realizadas con el Gestor de Redes de Transporte de otros Estados miembros, si es el caso.
- Alteraciones de las nominaciones de los usuarios para garantizar el suministro en caso de ser necesarias.
- Alteraciones de los sistemas de telecontrol, así como medidas correctoras para garantizar el suministro en caso de ser necesarias.
- Pérdida de capacidad de suministro y afectación zonal.
- Propuestas de aplicación de medidas de mercado destinadas a la reducción de la demanda.
- Propuestas de corte a consumidores acogidos al peaje interrumpible.

- Propuestas de minoración de la demanda de generación eléctrica y cogeneración enviadas al Operador del Sistema Eléctrico.
- Propuestas de corte a consumidores con suministro de combustible alternativo.
- Una vez adaptadas las medidas anteriores, se deberá determinar el volumen de la pérdida de capacidad de suministro convencional, y en su caso, el Plan de restricciones para consumos superiores a 15 GWh/año y el volumen a interrumpir en los consumos iguales o inferiores a 15 GWh/año enviado a los transportistas y distribuidores afectados.
- En caso de ser necesario, la propuesta al Gobierno para el uso de las reservas estratégicas.

Distribuidores y transportistas con consumidores conectados:

- Participación en la aplicación de medidas de mercado destinadas a la reducción de la demanda.
- Órdenes de interrupción de los consumidores afectados por el Plan de restricciones de consumos superiores a 15 GWh/año que hayan ejecutado atendiendo al plan de restricción de consumos elaborado por el GTS.
- Los planes de restricciones de los consumos iguales o inferiores a 15 GWh/año en caso de ser necesario.

Usuarios afectados:

- Participación en la aplicación de medidas adoptadas.
- Los sujetos involucrados deberán mantener un registro documental de las comunicaciones mantenidas, incluyendo la hora de emisión y recepción. En el caso de que las comunicaciones se realicen por vía telefónica, estas deberán ser grabadas.

Al objeto de poder realizar un análisis del ejercicio, la CNMC encargada de su supervisión podrá:

- Acceder a los centros de control del GTS y de los transportistas y distribuidores involucrados.
- Solicitar los registros y la información disponible en los sistemas informáticos siempre y cuando se garantice su seguridad e integridad, tanto en tiempo real, como una vez acabado el ejercicio, para tener acceso a las comunicaciones, tanto electrónicas como telefónicas, entre los sujetos y la hora de envío.
- Acceso a los planes de emergencia y a los planes de restricción a consumidores.
- Una vez finalizado el ejercicio, la autoridad competente, o el GTS en su nombre si así lo indica esta autoridad competente, elaborará un informe que contenga al menos la siguiente información:
 - Documento resumen de resultados, detallando los errores observados.
 - Comentarios y observaciones de los distintos sujetos que han intervenido (tanto sobre el planteamiento del ejercicio como del desarrollo de éste y anomalías encontradas).
 - Documento de conclusiones: propuesta de resolución/mejoras que resuelvan los errores encontrados, y propuesta de actualización/revisión de los planes de emergencia.
 - La autoridad competente compartirá este informe con el Grupo de Coordinación del Gas previsto en el artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017.

ANEXO

Niveles de Criticidad y Tiempo de Preaviso Mínimo

Para cada uno de los consumidores pertenecientes a una CNAE, se determinará el Tiempo de Preaviso Mínimo para interrumpir el suministro. Para los niveles de criticidad 1 a 4, y para el nivel 0, se establecerá un Tiempo de Preaviso Mínimo de 12

horas y de 2 horas, respectivamente, a todos los consumidores salvo a aquellos que certifiquen un Tiempo de Preaviso Mínimo mayor, en cuyo caso se establecerá el acreditado. La certificación de un Tiempo de Preaviso Mínimo mayor que el establecido por defecto se realizará por un Organismo de Control Autorizado (OCA) habilitado por una comunidad autónoma, anexando a la certificación un análisis detallado del proceso industrial y la justificación de este tiempo. Los gastos de esta certificación correrán a cargo del consumidor y deberá ser enviada por el consumidor al usuario en un plazo de 5 meses desde la entrada en vigor de esta orden.

En los casos extremos en los que el Tiempo de Preaviso Mínimo sea superior al transcurrido desde la fecha de declaración de la crisis, de modo que no fuese factible su ejecución práctica, se deberá permitir a las instalaciones cuyos procesos productivos serían grave e irremediadamente dañados si el suministro es interrumpido completamente, el uso de un Caudal Mínimo Técnico Diario mientras persista la crisis. El Caudal Mínimo Técnico Diario para cada consumidor se certificará por un Organismo de Control Autorizado (OCA) habilitado por una comunidad autónoma, anexando a la certificación un análisis detallado del proceso industrial y la justificación de este caudal. Los gastos de esta certificación correrán a cargo del consumidor y deberá de ser enviada al usuario en un plazo de 5 meses desde la entrada en vigor de esta orden.

El titular de la red evaluará el tiempo que puede mantener el suministro, en función del volumen de gas técnico disponible y los condicionantes derivados del mantenimiento de los niveles de presión en la red de gasoductos.

El nivel de criticidad vendrá determinado por la aplicación de los criterios establecidos por la UE en la comunicación de la Comisión Europea «Ahorrar gas para un invierno seguro» de 20 de julio 2022, para los distintos sectores industriales y económicos consumidores de gas natural, definidos por la clasificación nacional de actividades económicas, CNAE 2009. Estos criterios son:

- Criticidad social: las industrias consideradas críticas o estratégicas desde el punto de vista de la sociedad, en caso de que una perturbación tuviera efectos negativos en las cadenas de suministro con repercusiones para la salud, la protección y el medio ambiente, la seguridad, la defensa y otros sectores esenciales, como la alimentación y las refinerías.

- Efecto en cadenas de suministro: impacto que la reducción de la actividad económica en un sector tiene en toda la cadena de valor nacional y de la UE.

- Posibles daños a las instalaciones: el impacto duradero que podría tener una desconexión, por ejemplo, en cuanto a posibles daños a las herramientas industriales, así como el tiempo potencialmente necesario y los costes en que se incurriría para reparar la maquinaria.

- Posibilidad de sustitución y reducción: industrias que pueden aplazar la producción o desconectarse, por ejemplo, durante las horas punta, y aquellas que necesitan un flujo continuo de gas natural para sus operaciones.

- Consideraciones económicas.

Se definen los siguientes niveles de criticidad:

Nivel de criticidad (de menor a mayor grado de protección de consumo)	
Nivel 0	Cualquier CNAE cuya interrupción del suministro de gas no implica reducción o parada de procesos esenciales de su actividad industrial.
Nivel 1	Todas las CNAE del Grupo B y del Grupo F, así como las CNAE del Grupo C no incluidas en los niveles sucesivos.
Nivel 2	CNAE Grupo C: 106, 1072, 1073, 1081, 1082, 1083, 1084, 1310, 1320, 1330, 191, 2312, 24.

Nivel de criticidad (de menor a mayor grado de protección de consumo)	
Nivel 3	CNAE Grupo C: 101, 102, 103, 104, 105, 1086, 1091, 110711, 1624, 1711, 1712, 1721, 1722, 192, 20, 21, 2311, 2313, 2314, 231923, 2351, 2399, 2561, 2592, 3250.
Nivel 4	CNAE Grupo A, Grupo E, Grupo G, Grupo H, Grupo I, Grupo J, Grupo K, Grupo L, Grupo M, Grupo N, Grupo O, Grupo P, Grupo Q, Grupo R, Grupo S, Grupo T, Grupo U.

El Grupo D, al ser el sector encargado del suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado no se verá afectado por esta norma y se atenderá a lo dispuesto, en caso de emergencia, por el Gobierno. Tampoco será afectado por esta norma, aquellos consumidores que, no perteneciendo al Grupo D, dispongan de cogeneración en su proceso productivo, atendiendo a la información facilitada por los operadores según lo indicado en el apartado 5.3.

Los grupos CNAE considerados son:

Grupo A	Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca
Grupo B	Industrias extractivas.
Grupo C	Industria manufacturera.
Grupo D	Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado.
Grupo E	Suministro de agua, actividades de saneamiento, gestión de residuos y descontaminación.
Grupo F	Construcción.
Grupo G	Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos de motor y motocicletas.
Grupo H	Transporte y almacenamiento.
Grupo I	Hostelería.
Grupo J	Información y comunicaciones.
Grupo K	Actividades financieras y de seguros.
Grupo L	Actividades inmobiliarias.
Grupo M	Actividades profesionales, científicas y técnicas.
Grupo N	Actividades administrativas y servicios auxiliares.
Grupo O	Administración Pública y defensa; Seguridad Social obligatoria.
Grupo P	Educación.
Grupo Q	Actividades sanitarias y de servicios sociales.
Grupo R	Actividades artísticas, recreativas y de entretenimiento.
Grupo S	Otros servicios.
Grupo T	Actividades de los hogares como empleadores de personal doméstico; actividades de los hogares como productores de bienes y servicios para uso propio.
Grupo U	Actividades de organizaciones y organismos extraterritoriales.

7. Capítulo 7 «Plan de Mantenimiento»

7.1 Objeto.

El objeto de este capítulo es establecer las medidas generales de coordinación y comunicación que deberán adoptar los operadores de las instalaciones, distribuidores, transportistas y el GTS en relación con los mantenimientos a realizar en las instalaciones.

7.2 Mantenimientos e intervenciones.

El mantenimiento incluye todas aquellas actividades de inspección, control, intervención y/o reparación, destinadas a mantener las instalaciones del sistema gasista en condiciones de seguridad y funcionamiento óptimas. El mantenimiento puede ser preventivo o correctivo, pudiendo ser este último planificado o no planificado.

Las emergencias pueden dar lugar a un mantenimiento correctivo no planificado (contingencia). Salvo imposibilidad técnica manifiesta, toda planificación de mantenimiento se realizará teniendo en cuenta el requisito de mantener la continuidad del servicio y garantizar el uso de los servicios contratados.

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

Al objeto de valorar y reducir las consecuencias de los trabajos planificados, los sujetos involucrados acordarán la forma más conveniente de actuar, desde el punto de vista técnico, operativo y de seguridad.

En caso de concurrencia de intervenciones de varios sujetos que puedan afectar a la red básica o de transporte secundario o falta de consenso en los planes de mantenimiento, el GTS propondrá la mejor solución posible, comunicándola a todos los sujetos implicados y a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la CNMC.

La comunicación o información a los sujetos afectados a la que se refieren los puntos posteriores podrá realizarse mediante cualquier medio o canal accesible para ello.

7.3 Planificación de mantenimiento.

Los operadores de las instalaciones de transporte y distribución dispondrán de sus correspondientes planes de mantenimiento. Dichos operadores deberán solicitar a los operadores de instalaciones que inyecten gas a la red con los que están interconectados, sus planes de mantenimiento con objeto de integrar toda la información del gas inyectado. Este plan recogerá un año de gas.

7.4 Repercusiones del plan de mantenimiento.

El plan de mantenimiento puede tener como repercusiones principales:

- Cortes de suministro planificados en la red básica y de transporte secundario.
- Restricciones en puntos de entrada al sistema gasista.
- Restricciones en puntos de salida del sistema gasista.
- Restricciones de caudales: condiciones específicas de presión y caudal.
- Restricciones de capacidad en el sistema gasista.
- En el caso de operaciones especiales que requieran determinadas condiciones de flujo, se pedirá la colaboración de los usuarios, transportistas o distribuidores, para la consecución de dichas condiciones de presión y caudal con el fin de minimizar el tiempo de modificación o corte de suministro.

En los mantenimientos correctivos no planificados (contingencias) el operador de la instalación comunicará de inmediato la incidencia, conforme lo siguiente:

– Si el mantenimiento correctivo afecta a capacidades requeridas por los usuarios sin suponer un riesgo para la garantía de suministro, el reparto de la capacidad se realizará conforme a lo establecido en la Resolución de la CNMC, de 10 de noviembre de 2022, por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

– Si el mantenimiento correctivo supone un riesgo para la garantía del suministro se actuará según lo indicado en el apartado 4.2 del capítulo 4, en el apartado 5.6 del capítulo 5 o bien se seguirán las prioridades de suministro establecidas en el apartado 6.8.1 del capítulo 6.

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

Los transportistas y distribuidores elaborarán antes del 15 de julio, la programación de las actividades que requieran o puedan ocasionar restricciones operativas en sus instalaciones para el año de gas siguiente. En ella se recogerá, al menos:

- Tipo de intervención o mantenimiento.
- Instalación.
- Consumidores y otros sujetos afectados.
- Fecha propuesta y duración estimada.
- Repercusiones sobre la operación y el suministro.

Antes del 15 de agosto los transportistas enviarán sus planes de mantenimiento al GTS.

Antes del 1 de septiembre el GTS confirmará la viabilidad de los planes de mantenimiento presentados por los transportistas o, en su caso, presentará las modificaciones necesarias para que sean incorporadas en los planes de mantenimiento presentados.

Antes del 15 de septiembre los transportistas y distribuidores comunicarán a los sujetos afectados las operaciones de mantenimiento propuestas a lo largo del siguiente ejercicio.

Dos semanas antes de la realización de cada mantenimiento o intervención, los transportistas y distribuidores volverán a informar a los sujetos afectados.

7.6 Modificaciones del plan de mantenimiento.

Cualquier modificación del plan de mantenimiento, considerándose como tal también la inclusión de nuevos trabajos, será comunicada lo antes posible a los sujetos implicados.

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

8. Capítulo 8 «Mecanismos de comunicación»

8.1 Objetivo.

El objetivo de este capítulo es detallar los mecanismos de comunicación de los procedimientos de medida, calidad de gas y seguridad de suministro, que incluye el intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre éstos y el GTS para la supervisión y gestión de la red de transporte, el SLATR y un Sistema de Comunicación Transporte-Distribución.

Este conjunto de procesos abarca el ciclo completo del gas: garantías; solicitud de capacidad; contratación; programación/nominación; cantidades transaccionadas mediante operaciones bilaterales y plataformas de negociación e intermediación; emisiones; repartos; balances y liquidaciones.

8.2 Requisitos generales de los procedimientos de comunicación.

Los procedimientos de comunicación establecerán como mínimo:

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

Siempre que sea posible, las comunicaciones entre los diferentes usuarios del sistema gasista se gestionarán a través del SLATR, a excepción de las señales básicas de operación (en adelante, SBO).

8.3 Mecanismos de comunicación para el intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre estos y el GTS.

A continuación, se establecen los protocolos de comunicación, tanto para el envío y recepción de las señales entre los centros de control de los operadores de las instalaciones, así como entre éstos y el GTS.

8.3.1 Puntos del sistema en los que deben facilitarse señales básicas de operación (SBO).

En los PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTT, PCLD PCTD, PCDD y PCDG los responsables de la medida pondrán a disposición del titular de las instalaciones gasistas a las que se conecten los equipos de medida, las SBO que se detallan en este apartado.

A efectos de dar traslado de la medida al GTS, será responsable de la medida el titular de esa instalación gasista, salvo acuerdo previo.

Para realizar sus funciones de supervisión y gestión, los titulares de las instalaciones gasistas pondrán a disposición del GTS las señales que se determinan en este apartado.

8.3.1.1 Criterios para determinar si en un punto del sistema deben facilitarse SBO.

a) Entre titulares de instalaciones interconectadas:

Los titulares de las instalaciones gasistas que sean responsables de la medida o que reciban de otro agente las SBO, deberán poner a disposición de los titulares de las instalaciones gasistas interconectadas a sus redes las SBO en los puntos indicados en el apartado anterior.

Quedan exentos de facilitar las SBO en los puntos PCDD siguientes:

1. No dispongan de telemedida actualmente.

2. No dispongan de las infraestructuras necesarias para el envío de información al centro de control de la empresa distribuidora (alimentación eléctrica, cobertura GPRS, GSM o similar).

b) Entre titulares de instalaciones y el GTS:

Los titulares de las instalaciones gasistas que sean responsables de la medida o que reciban de otro agente las SBO cuando dicho agente no sea operador de instalaciones gasistas, deberán poner a disposición del GTS las SBO en todos los puntos indicados en este apartado 8.3.1.

En el caso de gasoductos que no pertenezcan a la red troncal y que dispongan de señales en el PCTT a su entrada, resultará suficiente el valor de la presión de entrega en el PCTD más alejado de dicha entrada.

8.3.2 Responsabilidad de los titulares de las instalaciones.

8.3.2.1 Respecto a la propia generación de las SBO en campo:

La entrega de las SBO la realizará el responsable de la medida donde se generen las señales.

8.3.2.2 Respecto a la transmisión de las SBO entre centros de control:

La responsabilidad de la transmisión de la información será del centro de control emisor de ésta, a excepción de la línea de comunicación que será responsabilidad del centro de control que la haya contratado.

8.3.3 Sistemas de comunicación entre los centros de control de los titulares de instalaciones y entre éstos y el GTS.

El protocolo de comunicación para el intercambio de información entre los centros de control de los titulares de las instalaciones y entre éstos y el GTS será el ICCP (IEC-60870-6-503. TASE 2). Los bloques a implementar de este protocolo serán los denominados 1, 2, 3 y 9.

De acuerdo con dicho protocolo, se podrá admitir el intercambio de información por el mecanismo de excepción establecido en su apartado 1.4.

La periodicidad de intercambio de información será como máximo igual que la frecuencia de recepción de la información de las señales en el centro de control emisor.

Aquellos sistemas de adquisición de datos que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor de esta orden podrán seguir siendo utilizados, de forma que la migración de los actuales protocolos de comunicación utilizados hacia el ICCP se realizará a medida que los operadores sustituyan sus actuales sistemas de adquisición de datos. Mientras tanto, se mantendrá la operativa existente y los acuerdos entre los operadores interconectados.

8.3.4 Requisitos de los centros de control de los titulares de las instalaciones.

Los centros de control de los operadores de las instalaciones deben cumplir los siguientes requisitos:

1. Estarán conectados entre ellos y con el GTS a través de líneas dedicadas punto a punto y/o cualquier otra tecnología de comunicación que garantice la redundancia de la transmisión de la información y su cifrado extremo a extremo, evitándose siempre canales públicos sin encriptación, tales como VPN («Virtual Private Network»). El ancho de banda será siempre el mínimo que garantice un intercambio de información fluido y en tiempo real, siendo el ICCP el protocolo válido de comunicación para transmitir la información en SCADA. Se podrán seguir utilizando otros protocolos de comunicación que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor de esta orden, siempre

que haya un acuerdo entre las partes. En caso de optarse por una comunicación punto a punto privada, se utilizarán siempre puntos neutros para intercambiar la información.

2. Estarán dotados de la infraestructura técnica y recursos humanos necesarios para garantizar el funcionamiento veinticuatro horas al día todos los días del año y disponer de información de las instalaciones bajo su control, enviando esta información a los centros de control interconectados y al GTS. Cada centro será responsable de la seguridad y dispondrá de las medidas necesarias para garantizar la no intrusión, privacidad y fiabilidad en las comunicaciones.

3. Dispondrán de un sistema SCADA en funcionamiento veinticuatro horas al día, todos los días de la semana, que cubra el fallo simple de un equipo o función, de manera que su disponibilidad anual sea la estándar de los sistemas de misión crítica.

8.3.5 Procedimiento de interconexión entre centros de control.

El procedimiento para la conexión de los centros de control será el siguiente:

1. El centro de control receptor (cliente) procederá a solicitar la conexión al centro de control emisor (servidor). Será siempre maestro de ICCP aquel centro que más datos aporte.

2. Se procederá por ambos centros a comprobar el cumplimiento de los requisitos técnicos previamente especificados para el intercambio de información con ICCP.

3. Se establecerá un protocolo inicial de pruebas de conexión en ambos sentidos. Los errores detectados en las pruebas deberán ser corregidos antes de repetir estas pruebas.

4. Una vez comprobado el correcto funcionamiento de la comunicación y del protocolo ICCP, se realizarán pruebas operativas.

5. Si la operativa es correcta, el centro de control receptor (cliente) dará por habilitada la conexión mediante una comunicación por escrito al centro de control emisor (servidor).

Los centros de control harán todo lo posible para que las conexiones estén habilitadas en el plazo máximo de un mes a partir de la fecha de solicitud de conexión, siempre y cuando éstos dispongan de un SCADA que admita el Protocolo ICCP. Aquellos sistemas de adquisición de datos que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor de esta orden podrán seguir siendo utilizados, manteniéndose la operativa existente y los acuerdos entre los operadores interconectados.

8.3.6 Señales básicas de operación (SBO).

Las SBO a intercambiar entre los titulares de las instalaciones interconectadas, así como entre éstos y el GTS, son las siguientes:

– De los equipos de medida de gas instalados en las interconexiones:

- Presión de entrega (bar o barA).
- Caudal volumétrico y/o volumen totalizado (m^3/h o m^3 , ambos en condiciones de referencia) para cada sentido de flujo, en base horaria.
- Volumen diario acumulado (m^3 en condiciones de referencia) para cada sentido de flujo.

- Sentido de flujo.

– De los equipos de análisis de calidad de gas instalados en redes de transporte:

- Variables de calidad de gas (PCS, densidad relativa, N_2 , H_2 , O_2 y CO_2).
- Contenido de odorizante (mg/m^3 de THT en condiciones de referencia).

Y aquellas otras que se acuerden entre las partes.

8.3.7 Indisponibilidad de señales.

Los responsables de la generación y/o transmisión de las señales colaborarán para que la disponibilidad de éstas sea máxima, debiendo disponer de los recursos humanos y materiales necesarios para subsanar el 95 % de los fallos de las señales telemidas en un plazo inferior a las 72 horas, salvo en el caso de que haya línea de reserva.

En el caso de que haya una indisponibilidad de señales en el centro de control receptor durante 2 días naturales consecutivos, sin que puedan realizarse medidas correctoras por parte del centro de control emisor, este último enviará una vez al día los datos disponibles mediante una vía alternativa al sistema habitual de comunicación.

8.4 Mecanismos de comunicación de soporte a la gestión del ciclo completo del gas.

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, el GTS pondrá a disposición de los usuarios el SLATR.

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

Los distribuidores dispondrán de un sistema informático que soporte la gestión de sus relaciones con comercializadores y con el GTS, respetando los principios de transparencia, objetividad, no discriminación y confidencialidad, y los recogidos en la Resolución de la CNMC, de 10 de noviembre de 2022, por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos, y en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

El sistema informático de los distribuidores será accesible para los comercializadores y para el GTS en base a procedimientos y formatos establecidos que permitan un tratamiento automatizado de la información.

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

Para el acceso a los sistemas anteriores será necesaria la implementación de sistemas para la autenticación de los usuarios. El GTS, tras consultar con comercializadores, transportistas y distribuidores, definirá en cada momento el mecanismo idóneo para esta autenticación en el SLATR, comunicándolo con un plazo de tiempo suficiente que permita a los afectados la adaptación de sus sistemas.

El SLATR y el sistema informatizado de los distribuidores presentarán la información con el nivel de agregación establecido para cada perfil de acceso y dispondrá de capacidad potente y versátil de acceso a la información que permita diseñar y emitir informes, manteniendo siempre el grado adecuado de seguridad y confidencialidad. Además, el sistema informático de los distribuidores empleará un sistema normalizado de codificación de infraestructuras, que será coincidente con el del SLATR y consensado por los agentes.

8.5 Revisiones y reclamaciones.

Con el objetivo de gestionar de manera ágil y eficaz las posibles revisiones y reclamaciones, de transportistas, distribuidores, usuarios y GTS, en relación con los procesos soportados en el SLATR y recogidos en estas NGTS, el GTS pondrá a

disposición de los agentes anteriormente mencionados y a través del propio SLATR un módulo de revisiones y reclamaciones.

En este módulo se informará de las revisiones realizadas, se efectuarán y se registrarán las reclamaciones y se realizará un seguimiento adecuado. Permitirá consultar toda la información asociada a cada revisión o reclamación y contará con mecanismos de seguimiento y control de las reclamaciones de forma que se puedan realizar informes periódicos relativos a esta actividad y permitir la trazabilidad de cada una de las reclamaciones. Al realizar una revisión o reclamación el módulo informará de manera automática a todos los sujetos afectados y al GTS.

8.5.1 Estado de las reclamaciones.

- Reclamación registrada: Estado inicial de una reclamación que se mantendrá hasta que el responsable se haga cargo de ésta.
- Reclamación en proceso: El responsable de la reclamación inicia su tratamiento.
- Reclamación pendiente de información: El reclamado o el reclamante ha solicitado más información. La reclamación se mantendrá en este estado hasta que se proporcione esa información.
- Reclamación aceptada y cerrada: El responsable acepta la tramitación de una solicitud de reclamación. Este estado supone el cierre de la reclamación.
- Rechazada: El responsable rechaza la tramitación de una solicitud de reclamación indicando el motivo de dicho rechazo. Este estado supone el cierre de la reclamación.

Con cada estado de la reclamación se indicará la fecha y hora en la que se inició ese estado.

8.5.2 Plazo de reclamaciones.

Las reclamaciones realizadas dentro de los plazos establecidos en cada uno de los procesos y que no sean contestadas antes de la hora límite fijada en cada uno de los procesos, aparecerán como «reclamación expirada por el sistema». Dicha reclamación podrá, no obstante, ser contestada por el sujeto responsable posteriormente a que expire, siendo procesada por el sistema dicha respuesta.

Las reclamaciones realizadas fuera de los plazos establecidos en cada uno de los procesos aparecerán como «reclamación fuera de plazo». Dicha reclamación podrá, no obstante, ser contestada por el sujeto responsable, siendo procesada por el sistema dicha respuesta.

8.5.3 Reasignación de reclamaciones.

En el caso de que un sujeto considere que no es responsable de una reclamación asignada a él, deberá reasignar dicha reclamación al sujeto que considere responsable.

En este caso, se modificará el estado de la reclamación a «Registrada» y se notificará dicha reasignación a los agentes afectados.

8.5.4 Rechazo de reclamaciones.

El sujeto que ha recibido la reclamación podrá rechazarla indicando el motivo de dicho rechazo, en cuyo caso se modificará el estado de la reclamación a «Rechazada», se notificará a los agentes afectados dicho rechazo y finalizará el ciclo de reclamación.

El solicitante de la reclamación podrá informar de su no conformidad con el rechazo y reabrir la reclamación. No obstante, se establece un plazo máximo de 1 mes desde que se abre la reclamación para poder reabrirla, si bien puede haber reclamaciones que no habiendo transcurrido este plazo se cierren automáticamente por los plazos legales asociados al propio proceso.

8.5.5 Ampliación de reclamaciones.

Tanto el sujeto que ha recibido la reclamación como el propio reclamante podrán solicitar información adicional, indicando en las observaciones aquellos aspectos relevantes para responder al reclamante, siendo posible adjuntar nueva documentación.

8.5.6 Responsables de la tramitación y gestión de las revisiones/reclamaciones.

Para la correcta tramitación y gestión de las revisiones y reclamaciones definidas en este apartado, el SLATR dispondrá de la relación entre el modelo de red vigente y el responsable encargado de atender la revisión/reclamación, según lo recogido en estas NGTS.

8.5.7 Revisiones y reclamaciones a las emisiones.

Se podrán enviar revisiones y/o reclamaciones para todos los horizontes temporales definidos en la Resolución de la CNMC, de 10 de noviembre de 2022, por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

Los transportistas, distribuidores, y GTS podrán efectuar una reclamación a las emisiones publicados en el SLATR en el caso de que detecten un error en ellas.

8.5.7.1 Proceso de revisión.

El proceso de revisión consiste en la modificación del dato de emisión previamente enviado por el responsable correspondiente.

El responsable de la revisión registrará en el SLATR la información detallada en el apartado 8.5.7.2. En función del punto de emisión revisado, el SLATR identificará a los operadores interconectados en dicho punto y les notificará automáticamente vía correo electrónico que se ha efectuado una revisión, detallando las causas y variaciones respecto a los datos previamente enviados.

Adicionalmente, el SLATR enviará copia de la notificación de la revisión al GTS.

La revisión de la emisión indicará al menos la siguiente información:

- Código de registro: codificación automática.
- Solicitante: codificación automática.
- Punto de conexión: según Modelo de Red vigente, aquellos asociados al solicitante.
- Tipo de revisión: emisión.
- Detalle de la revisión: diario provisional/diario final provisional/diario final definitivo.
- Día de gas: al que haga referencia la revisión. En el caso de diarios finales provisionales o definitivos, se podrá indicar un rango de fechas (máximo un mes natural).
- Destinatarios: en función del punto de emisión revisado, se identificará automáticamente a los operadores interconectados y se notificará al GTS.
- Información adicional: el responsable de la revisión podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuna.
- Observaciones: el responsable de la revisión informará de aquellos aspectos relevantes que contribuyan a explicar la situación de la revisión.

8.5.7.2 Proceso de reclamaciones.

El proceso de reclamación consiste en el envío por parte del sujeto afectado de la no conformidad con el dato de emisión previamente enviado por el responsable correspondiente.

El responsable de la reclamación registrará en el SLATR la información detallada en el apartado 8.5.7.4. En función del punto de emisión reclamado, el SLATR identificará a los sujetos responsables del envío de las medidas de los puntos afectados y les

notificará automáticamente, mediante correo electrónico, que se ha efectuado una reclamación en dicho punto, indicando los motivos que el reclamante ha señalado.

Adicionalmente, el SLATR enviará copia de la notificación de la reclamación al GTS.

La reclamación de la emisión indicará al menos, la siguiente información:

- Código de registro: codificación automática.
- Solicitante: codificación automática.
- Tipo de reclamación: emisión.
- Detalle de la reclamación: diario provisional/final provisional/final definitivo.
- Punto de conexión: según Modelo de Red vigente.
- Día de gas: día de gas al que hace referencia la reclamación. En el caso de diarios finales provisionales o definitivos, posibilidad de indicar un rango de fechas (máximo un mes natural).
 - Responsable/puntos afectados.
 - Reclamación por punto de conexión: reclamación indirecta según el tipo de punto de conexión (PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTT, PCLD, PCTD, PCDD, PCDG, PCDB, PCCC y Punto de suministro).
 - Reclamación por responsable: se le asigna directamente la reclamación al sujeto responsable de enviar la medida en el sistema o al GTS.
 - Motivo: Cada motivo de reclamación se codificará de forma unívoca en el SLATR:
 - E.1: sin dato.
 - E.2: dato erróneo.
 - E.3: otros.
- Valor esperado: el solicitante que realiza la reclamación informará del valor que, según sus estimaciones, espera obtener.
- Información adicional: el solicitante podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuna para la resolución de la reclamación.
- Observaciones: el solicitante informará de aquellos aspectos relevantes que permitan gestionar más eficazmente la reclamación.

8.5.8 Revisiones y reclamaciones a la medida.

Las revisiones y las reclamaciones sobre medidas, así como las notificaciones detalladas en este apartado se realizarán en los plazos establecidos en el capítulo 2.

Las reclamaciones recibidas fuera de plazo no originarán una modificación de la información afectada, pero serán tenidas en cuenta en aras de mejorar la calidad del proceso en días posteriores y para los siguientes horizontes de envío y revisión.

8.5.9 Reclamaciones a la calidad de gas.

Los usuarios podrán efectuar reclamaciones a los datos de calidad de gas de cada red de distribución y transporte y de cada día, publicados en el SLATR, en caso de discrepancias respecto a los valores esperados, siempre y cuando el motivo de la reclamación se haya ocasionado en el propio SLATR y no en otra plataforma adicional que posea su propio procedimiento de reclamaciones.

8.5.9.1 Proceso de reclamación.

El proceso de reclamación consiste en la solicitud de revisión de cualquiera de los parámetros asociados a la calidad de gas reflejada en el SLATR en alguna de las redes de distribución.

El solicitante de la reclamación registrará en el SLATR, al menos, la información detallada en el apartado 8.4.7.2. El SLATR identificará al GTS como responsable de la reclamación y le enviará automáticamente, por correo electrónico, la información remitida por el solicitante de la reclamación.

El GTS dará respuesta a ésta a través del SLATR, indicando si la reclamación supone una modificación del dato reclamado o no. Asimismo, el SLATR identificará automáticamente a los agentes a los que la reclamación pudiese afectar. A ellos les reenviará notificación de la reclamación por correo electrónico, respetando los principios de transparencia, objetividad, no discriminación y confidencialidad, tanto en el momento del alta de la reclamación, como cuando el GTS dé respuesta a ésta.

La reclamación de los datos de la calidad de gas en algún punto indicará, al menos, la siguiente información:

- Código de registro: codificación automática.
- Solicitante: codificación automática.
- Tipo de reclamación: calidad de gas.
- Punto de conexión: según Modelo de Red vigente.
- Día de gas: día de gas al que haga referencia la reclamación.
- Responsable: codificación automática.
- Motivo: los motivos de reclamación se codificarán del siguiente modo:
 - C.1: dato no disponible.
 - C.2: dato diferente al esperado.
 - C.3: otros.
- Valor esperado: el solicitante que realiza la reclamación informará del valor esperado del dato reclamado.
- Información adicional: el solicitante podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuno para la resolución de la reclamación.
- Observaciones: el solicitante informará de aquellos aspectos relevantes que permitan gestionar más eficazmente la reclamación.

No existe un plazo de revisión/reclamación sobre los datos diarios de calidad de gas ya que no se dispone de información final provisional ni final definitiva que permita corregir los errores detectados con posterioridad a su envío.

Las reclamaciones recibidas se analizarán y, en caso de considerarse procedente, originarán la modificación de la información reclamada durante los periodos afectados.

8.6 Publicación de información.

Todos los agentes del sistema pondrán a disposición del sector (en el SLATR y en el Sistema Informático de los Distribuidores) y de los agentes externos (mediante publicación en sus portales de internet) la información requerida en la normativa vigente.

Además, el GTS publicará en su portal de internet una guía de buenas prácticas con objeto de recoger una serie de compromisos, orientados a garantizar unos estándares de transparencia, coherencia, fiabilidad, usabilidad y accesibilidad de la información, en relación con la publicación y la divulgación de ésta por parte del GTS a través de los distintos canales destinados para ello.

9. Capítulo 9 «Predicción de la Demanda»

9.1 Clasificación de la demanda de gas en periodo invernal.

En el período invernal, se utilizará la clasificación de la demanda aplicable a días laborables que permita identificar el nivel de demanda total diaria media del sistema (convencional + generación eléctrica).

En la predicción de la demanda invernal deberán especificarse los diferentes niveles de demanda diaria del invierno para los días laborables, así como el criterio de factor de utilización para las centrales térmicas de ciclo combinado (CTCC) y el nivel máximo de la demanda diaria total del mercado convencional prevista, ante una ola de frío extremo que permita definir la demanda punta invernal añadiendo el consumo del sector eléctrico.

9.2 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 infraestructuras. Para poder analizar en todo momento el comportamiento del sistema, el GTS realizará su propia estimación de demanda y, en coordinación con todos los sujetos involucrados, realizará también 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. El GTS podrá solicitar a los usuarios sus mejores predicciones de consumo con objeto de afinar sus predicciones, tratando la información de manera confidencial.

9.3 Sistemas de predicción de la demanda.

9.3.1 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.
- Actualizaciones regulatorias y/o legislativas.
- Desarrollo de infraestructuras aprobadas.
- Parámetros políticos.
- Parámetros macroeconómicos.

9.3.2 Predicción para la operación a corto plazo.

9.3.2.1 Horizonte anual.

Se utilizarán herramientas de predicción basadas en modelos matemáticos de reconocido prestigio teniendo en cuenta históricos de años anteriores que sean significativos y considerando el año programado como climatológicamente normal. Esta predicción estará desagregada a nivel mensual y con desglose diario. En el caso de que se detecten desviaciones sobre las predicciones realizadas a lo largo del año, ésta se volverá a actualizar con la información más reciente.

9.3.2.2 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 escenario base total.
- Demanda escenario 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.

El GTS podrá solicitar a las comercializadoras sus previsiones de consumo agregadas, para los 12 meses siguientes al mes en curso, el día 15 de cada mes. Para

los meses de M1 a M3 se podrá remitir información de detalle por consumidor que pueda condicionar con su comportamiento la operación de la red, a criterio del GTS.

9.4 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.

10. Capítulo 10 «Criterios de definición del grado de utilización de las instalaciones».

10.1 Objeto.

El objeto de este capítulo es establecer los criterios para determinar el grado de utilización de las ERM/EMs y los cargaderos de cisternas del sistema, así como el procedimiento para proponer actuaciones de adecuación técnica de estas instalaciones en casos de saturación o infrautilización.

Para saturar e infrautilización curva monótona anual.

10.2 Estaciones de regulación y/o medida (ERM/EM).

10.2.1 Variables a considerar.

Para el análisis de la utilización de las instalaciones de regulación y/o media del sistema las variables a considerar serán:

- Capacidad nominal de las ERM/EM según la definición incluida en el capítulo VIII de la Resolución de la CNMC, de 10 de noviembre de 2022, por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

- Flujo de gas vehiculado en las ERM/EMs para el período de tiempo definido en los criterios de análisis.

- Presiones de entrega en las ERM/EMs para el período de tiempo definido en los criterios de análisis.

10.2.2 Capacidad de ERM/EM.

El cálculo de la capacidad se debe realizar de acuerdo con el capítulo VIII de la Resolución de la CNMC, de 10 de noviembre de 2022, por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

10.2.3 Saturación de ERM/EM.

10.2.3.1 Período de evaluación:

Con carácter general, el período durante el cual se ha de evaluar el estado de saturación de las ERM/EM corresponderá con el período invernal, considerando como tal el comprendido entre el día 1 de noviembre del año anterior y el 31 de marzo del año en curso, ambos inclusive, equivalente a 3.624 horas de muestreo (3.648 horas en año bisiesto).

En aquellos casos en los que las condiciones de saturación se puedan presentar en otro periodo se tendrá que estudiar ese período como de aplicación a efectos de los cálculos.

10.2.3.2 Tramos de caudales horarios para determinar el grado de saturación.

Los caudales horarios se clasifican como:

- Caudal máximo horario ($Q_{\text{máx}}$): valor máximo de los caudales medios horarios que han existido en la ERM/EM durante el período de evaluación, expresado en porcentaje sobre la capacidad nominal y en Nm^3/h .
- Caudal durante 80 horas ($Q_{80 \text{ horas}}$): valor mínimo de los caudales medios horarios registrados durante las 80 horas de mayor consumo del período de evaluación, expresado en porcentaje de la capacidad nominal y en Nm^3/h . (Las 80 horas corresponden a horas laborables de días laborables de una semana: $16 \text{ horas laborables/día} \times 5 \text{ días/semana} \times 1 \text{ semana} = 80 \text{ horas}$).
- Caudal durante 160 horas ($Q_{160 \text{ horas}}$): valor mínimo de los caudales medios horarios registrados durante las 160 horas de mayor consumo del período de evaluación, expresado en % de la capacidad nominal y en Nm^3/h . (Las 160 horas corresponden a horas laborables de días laborables de dos semanas: $16 \text{ horas laborables/día} \times 5 \text{ días/semana} \times 2 \text{ semanas} = 160 \text{ horas}$).
- Caudal medio (Q_{medio}): media de los caudales medios horarios que han existido en la ERM/EM durante el período de evaluación, expresado en porcentaje sobre la capacidad nominal y en Nm^3/h .

10.2.3.3 Determinación del grado de saturación.

Se establecen los siguientes grados de saturación de ERM/EM:

- Grado 3 (G3-Alerta).
- Grado 2 (G2-Precaución).
- Grado 1 (G1-Vigilar).

Dichos grados de saturación de ERM/EM se definen de acuerdo con los caudales horarios calculados previamente, de modo que una ERM/EM se incluirá en alguno de los grados anteriores cuando se verifique que se cumplen las condiciones que se establecen en la siguiente tabla:

Grado de saturación	Condiciones		
	$Q_{\text{máx}} > \text{Capacidad nominal}$	$Q_{80 \text{ horas}} > 90 \% \text{ Capacidad nominal}$	$Q_{160 \text{ horas}} > 85 \% \text{ Capacidad nominal}$
G3 Alerta.	√	√	√
	√	√	
G2 Precaución.	√		√
		√	√
G1 Vigilar.		√	
			√

10.2.3.4 Actuaciones en caso de saturación.

Las acciones posibles a valorar serán:

- Medidas operativas para resolver situaciones puntuales.
- En caso de redes malladas: Adopción de medidas en las redes de la ERM/EM por parte de los responsables de la explotación de dicha red en caso de ser posible.
- Estudiar la posible modificación de la operación aguas abajo, si es posible por la estructura de la red.

- Adopción de acuerdos provisionales entre los responsables de explotación de la red aguas abajo y aguas arriba del contador.
- Retardo de presión de líneas.
- Retimbrado de líneas.
- Retimbrado de líneas de gasoductos o de secciones de ellos por su titular.
- Sustitución de los contadores (según criterios definidos en capítulo 2).
- Ampliación/sustitución de los reguladores.
- Ampliación con una línea adicional.
- Instalación de una nueva ERM/EM.
- Cualquier otra actuación o adecuación que se considere viable y no esté recogida en el listado anterior.

La instalación de una nueva ERM/EM tendrá en cuenta alguna de las siguientes posibilidades:

- Sustituir la ERM/EM antigua por otra en el mismo emplazamiento.
- Construcción de una nueva ERM/EM en un emplazamiento contiguo al antiguo.
- Construcción de una nueva ERM/EM que pueda ser punto alternativo de suministro a la red conectada.

Se deberá comunicar al titular de la ERM/EM saturada las posibles acciones a realizar en el resto de los puntos que alimentan a esa red con el objeto de eliminar la saturación de la ERM/EM en cuestión, así como los acuerdos alcanzados con terceros. Estas acciones serán recogidas en el informe de saturación.

10.2.4 Infrutilización de ERM/EM.

10.2.4.1 Período de evaluación.

Con carácter general, de cara a evaluar el funcionamiento por debajo del rango de medida del contador, se considerará el periodo horario comprendido entre el 1 abril del año anterior y el 31 de marzo del año en curso, ambos inclusive.

10.2.4.2 Tramos de caudales horarios para determinar el grado de infrutilización.

Los caudales horarios se clasifican como:

- Caudal medio (Q_{medio}): media de los caudales medios horarios que han existido en la ERM/EM durante el período de evaluación, expresado en porcentaje sobre la capacidad nominal y en Nm^3/h .
- Caudal máximo horario ($Q_{\text{máx}}$): valor máximo de los caudales medios horarios que han existido en la ERM/EM durante el período de evaluación, expresado en porcentaje sobre la capacidad nominal y en Nm^3/h .
- Caudal 830 horas de menor funcionamiento anual (Q_{830}): valor máximo de los caudales medios horarios registrados durante las 830 horas de menor consumo del período de evaluación, expresado en porcentaje sobre la capacidad nominal y en Nm^3/h . (Las 830 horas corresponden al 20 % de las horas laborables contenidas en un año natural: $16 \text{ horas laborables/día} * 5 \text{ días/semana} * 52 \text{ semanas/año} * 0,2 = 830 \text{ horas}$).
- Caudal 1660 horas de menor funcionamiento anual (Q_{1660}): valor máximo de los caudales medios horarios registrados durante las 1660 horas de menor consumo del período de evaluación, expresado en porcentaje sobre la capacidad nominal y en Nm^3/h . (Las 1660 horas corresponden al 40 % de las horas laborables contenidas en un año natural: $16 \text{ horas laborables/día} * 5 \text{ días/semana} * 52 \text{ semanas/año} * 0,4 = 1660 \text{ horas}$).
- Caudal mínimo contador: caudal a partir del cual el contador funciona dentro del error máximo permitido, expresado en porcentaje sobre la capacidad nominal y en Nm^3/h . Para cada horizonte temporal y para cada ERM se tendrá en cuenta (1) el contador de menor capacidad operativo en la ERM. (2) el contador de menor capacidad de la instalación.

– Caudal transición: El caudal de transición es el valor del caudal que se sitúa entre el caudal mínimo y el máximo y estará definido para cada contador, de acuerdo con su ficha técnica, expresado en porcentaje sobre la capacidad nominal y en Nm³/h. Para cada horizonte temporal y para cada ERM se tendrá en cuenta (1) el contador de menor capacidad operativo en la ERM. (2) el contador de menor capacidad de la instalación.

– Caudal 0: no se tendrán en cuenta de cara al cálculo de la infrautilización los caudales con valor 0 o cuando no se disponga de medida. El Transportista o distribuidor tendrá la opción de realizar un análisis en detalle para diferenciar entre los caudales nulos y aquellos no detectados por el contador, incluyendo en este último caso estos valores en el cálculo de mínimos.

Para el análisis de infrautilización se excluirán del cálculo aquellas horas que estén por debajo del caudal de transición y que no formen parte de un periodo de al menos 72 horas consecutivas en esta situación. Además, en colaboración con el operador situado aguas abajo, se deberá realizar un análisis caso por caso para excluir del cálculo aquellas situaciones no representativas como las derivadas de paradas de mantenimiento/producción de consumidores situados aguas abajo, o cualquier otra situación extraordinaria que pudiera desvirtuar el análisis.

El transportista o distribuidor deberá tener en cuenta en el análisis horario aquellas ERM/EM en las que se tenga la incertidumbre de que los caudales puedan estar desvirtuados por encontrarse fuera de su rango de medidas, debiéndose analizar conjuntamente entre transportista y el transportista/distribuidor el perfil de consumo para determinar si se encuentra en mínimos la ERM/EM.

10.2.4.3 Determinación del grado de infrautilización.

Las ERM/EMs deberán trabajar en la medida de lo posible tanto por encima del caudal de transición (Q_t) como por encima del caudal mínimo (Q_{\min}).

Se establecen los siguientes grados de mínimos de ERM/EM:

- Grado 3 (G3-Alerta).
- Grado 2 (G2-Precaución).
- Grado 1 (G1-Vigilar).

Dichos grados de mínimos de ERM/EM se definen de acuerdo con los caudales horarios calculados previamente, de modo que una ERM/EM se incluirá en alguno de los grados anteriores cuando se verifique que se cumplen las condiciones que se establecen en la siguiente tabla:

Grado de infrautilización	Condiciones		
	$Q_{\max} < Q_{\min} \text{ contador}$	$Q_{1660} < Q_{\text{transición}} \text{ contador}$	$Q_{830} < Q_{\min} \text{ contador}$
G3 Alerta.	√		
		√	√
G2 Precaución.			√
G1 Vigilar.		√	

10.2.4.4 Actuaciones en caso de infrautilización.

Aquellas ERM/EM cuyos consumos de gas natural no se adecuan al consumo de gas natural previsto en diseño, requerirán de actuaciones para adaptarlas a su nuevo rango de funcionamiento. Dichas actuaciones son necesarias para garantizar el correcto funcionamiento de las ERM/EM.

En los casos indicados en que se detecte que el contador está trabajando fuera del rango para el que estaba previsto, las acciones posibles a valorar serán:

- En caso de redes malladas: Adopción de medidas en las redes de la ERM/EM por parte de los responsables de la explotación de dicha red en caso de ser posible.
- Retardo de presión de líneas.
- Sustitución del contador por uno de rango adecuado, o en todo caso, por el de menor rango posible sin necesidad de obra mecánica, conforme a lo dispuesto en el capítulo 2.
- Adopción de acuerdos provisionales entre los responsables de explotación de la red aguas abajo y arriba del contador.
- Presurización puntual de la red situada aguas abajo.
- Realización de modificaciones en la ERM/EM en aquellos supuestos en que no sea técnicamente posible el resto de las opciones.

10.2.5 Informe de propuestas de adecuación de ERM/EM.

El transportista o distribuidor titular de ERM/EMs enviará anualmente al GTS un estudio sobre su grado de utilización según los criterios establecidos en este capítulo, indicando el grado de saturación o infrautilización, así como las propuestas de adecuación que puedan ser necesarias.

1. Antes del 1 de abril el titular de las ERM/EM enviará los formularios de información incluidos en el anexo a los titulares de las redes conectadas aguas abajo.

2. El transportista o distribuidor enviará al transportista o distribuidor titular de las ERM/EM a las cuales están conectadas sus redes, anualmente, antes del 1 de mayo, para los dos años siguientes, la siguiente información correspondiente a la red aguas abajo de la ERM/EM:

- Estimaciones de crecimiento o decrecimiento de su red.
- Predicción de variaciones significativas en el consumo de gas natural y/o número de puntos de suministro conectados a su red, incluyendo su justificación. Estas variaciones vendrán por conexión de nuevos clientes, por desconexión de clientes existentes, por incrementos o decrementos de consumo industrial existente o por conexión de plantas de producción de otros gases.

En aquellos casos en los que se observe un incremento/decrecimiento significativo en las previsiones de consumo en una red aguas abajo de la ERM/EM, el titular de las infraestructuras aguas abajo facilitará al operador aguas arriba las previsiones de Q_{max} para los dos próximos periodos de evaluación.

Con esta información, el titular aguas arriba calculará los caudales Q_{80} , Q_{160} , Q_{830} y el Q_{1660} y sus respectivas variaciones para los dos próximos periodos aplicando la variación prevista en los Q_{max} de los próximos periodos con respecto al último periodo real.

Asimismo, el titular de la ERM/EM solicitará la información adicional que justifique necesaria para estos cálculos al titular interconectado y éste le suministrará esta información adicional sobre sus redes.

En los casos en los que no se remitan previsiones al tratarse de crecimientos o decrecimientos vegetativos, el titular de la ERM/EM considerara una variación igual a 0.

El transportista, o distribuidor titular de una ERM/EM transmitirá el resultado de aquellas ERM/EM que presenten cualquier grado de saturación/infrautilización al transportista o distribuidor aguas abajo, requiriéndole una previsión de consumos para los siguientes 5 años de aquellas posiciones en las que se proponen soluciones a la saturación/infrautilización, que permita al transportista o distribuidor titular de una ERM/EM garantizar que la solución propuesta es adecuada para dicho periodo.

3. Posteriormente el transportista o distribuidor le enviará el informe de saturación/infrautilización antes del 1 de julio. El titular interconectado deberá responder por escrito

a dicho informe antes del 1 de septiembre incluyendo todo lo que considere relevante para las ERM/EM saturadas/infrautilización.

4. Una vez recibida la respuesta por parte del titular interconectado, el transportista, o distribuidor titular de una ERM/EM que conecte con una red de transporte, elaborará un informe final. El GTS remitirá este informe a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y al titular interconectado antes del 30 de septiembre de cada año.

El informe de propuestas de adecuación de ERM/EM incluirá, al menos, los aspectos siguientes:

- Estado actual de utilización/mínimos de la ERM/EM incluyendo $Q_{\text{máx}}$, $Q_{80 \text{ horas}}$, $Q_{160 \text{ horas}}$, Q_{830} y Q_{1660} .

- Información sobre la demanda actual, incluyendo la demanda media y la demanda punta horarias durante el período invernal precedente, y las previsiones de incremento para los dos próximos períodos invernales o en los periodos de máximo funcionamiento anual consumo asociado a su red de transporte, en las redes conectadas a las ERM/EM en que fuera necesario realizar adecuaciones.

- Información sobre la demanda actual, incluyendo la demanda media y la demanda punta horarias durante el periodo de análisis definido precedente, y las previsiones de incremento/decremento para los dos próximos ejercicios, en las redes conectadas a las ERM/EM en que fuera necesario realizar adecuaciones por contaje por debajo del rango de medida de los contadores.

- Estado previsto de saturación/infrautilización de ERM/EM en los dos años siguientes, incluyendo $Q_{\text{máx}}$, Q_{medio} , $Q_{80 \text{ horas}}$ y $Q_{160 \text{ horas}}$, Q_{7100} y Q_{7930} existente y la variación esperada de la demanda.

- Propuesta de acciones a realizar, con su valoración económica (modificaciones, ampliaciones, nuevas instalaciones) u otras soluciones que no incluyan nuevas inversiones, así como cualquier otra información que el transportista o distribuidor considere relevante, tales como los riesgos operativos e incidencias derivadas de la situación de saturación/mínimos).

- Relación de medidas ya realizadas en el pasado como medida para mejorar los estados de saturación o mínimos.

- Consideraciones adicionales enviadas por el titular interconectado en cada ERM/EM saturada/infrautilizada, si las hubiera, así como su justificación técnica en caso de no conformidad con la acción indicada por el transportista (o distribuidor titular de una ERM/EM que conecte con una red de transporte) para solventar la saturación en la ERM/EM.

El informe de propuestas de adecuación de ERM/EM se incluirán cumplimentadas las tablas 1.1, 1.2 y 1.3 recogidas en el anexo. Cuando fuera necesario, el GTS actualizará los formatos de dichas tablas, y se los remitirá a transportistas y distribuidores con la suficiente antelación para su cumplimentación.

Para el caso de aquellas ERM/EM que sean titularidad del transportista, y su funcionamiento no dependa de un titular interconectado ni del propio transportista de la red, sino de la operación del propio sistema gasista, será el GTS quien, definido el grado de saturación de la ERM, confirmara la necesidad de la acción propuesta y lo justificara debidamente en el documento.

El transportista o distribuidor aguas abajo de la ERM/EM podrá incluir un desglose de la demanda indicando cual corresponde al consumo generado por los puntos de consumo conectados a las redes de transporte y distribución aguas abajo y cuál es la demanda del gas de operación (motivada, por ejemplo, por presurizaciones/despresurizaciones de la red troncal).

Siempre se incluirán propuestas de acciones a realizar en las ERM/EM cuyo estado (previsto o actual) de utilización/mínimos en cualquier año fuera de Grado 3. Además, se

incluirán propuestas para las ERM/EM que se encuentren en alguna de las situaciones de la siguiente tabla:

Año	n-2	n-1	n	n+1	n+2
Situación 1.	G2	G2	G2	OK/G1	OK/G1
Situación 2.	OK/G1	G2	G2	G2	OK/G1
Situación 3.	OK/G1	OK/G1	G2	G2	G2

En caso de no cumplirse las previsiones de saturación durante 2 años y/o las de infrautilización durante 3 años, el distribuidor o transportista interconectado, deberá informar con documentación acreditativa al distribuidor o transportista titular de la red, donde se justifique porqué el grado de saturación/infrautilización resultante ha sido superior al previsto.

Asimismo, como criterio general, entre las actuaciones posibles sobre una ERM/EM existente que se encuentre fuera de rango/mínimos, se propondrá la opción más económica siempre que sea técnicamente posible, salvo que aspectos de vulnerabilidad de la red de distribución conectada aconsejen un punto alternativo de suministro.

En el caso de ERM/EM en transporte, el GTS incluirá su valoración y consideraciones en el informe recibido por parte de los transportistas, y enviará antes del 31 de octubre dicho informe a la CNMC, a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, así como a los transportistas y distribuidores afectados.

El GTS informará previamente a los transportistas y distribuidores afectados de la propuesta a enviar al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en el caso de cambios, con el fin de recabar información de detalle y valorar posibles soluciones técnicas o de operación para aquellas instalaciones sobre las que haya propuestas de adecuación.

El GTS compartirá estas propuestas, su estimación económica y valoración con cada transportista con el objeto de colaborar en la definición e idoneidad de las acciones propuestas.

En aquellos casos en los que ambas partes estén conformes con lo recogido en el informe del GTS para cada caso particular de saturación/infrautilización, será reflejado en el informe y posteriormente se llevarán a cabo las acciones necesarias por el transportista y/o titular interconectado, con objeto de poder así solucionar los problemas de saturación o infrautilización.

10.2.6 Seguimiento trimestral de ERM/EM.

De cara a realizar un seguimiento trimestral del análisis de Saturación de ERM/EMs recogidas en el último informe anual de saturación se incluye un nuevo concepto denominado saturación mensual.

Este seguimiento, a realizar por el GTS, trata de reflejar el riesgo de las posiciones que han presentado cualquier grado de saturación comunicado por el transportista en el último informe de saturación en el que incurriría una ERM/EM debido al perfil de su demanda para aquellas instalaciones que hayan obtenido un resultado G3 y G2 en el último informe anual de saturación.

Para cada categoría, mensualmente, se procederá a calcular el estado de saturación del último mes en cada ERM/EM definida que apareciese reflejada en el informe anual. Cada una de ellas, llevara asociado un indicador de riesgo de garantía de suministro.

Dicho indicador se basará en el caudal máximo registrado durante el mes evaluado, tomando los valores de las siguientes tablas de aquellas instalaciones identificadas con grado de saturación G3 y G2 en el último informe anual.

Este informe será enviado mensualmente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC y a los agentes afectados.

Porcentaje de utilización de la capacidad de la EM/ERM					
Número de líneas ERM/EM	0 %-80 %	80 %-100 %	100 %-115 %	115 %-150 %	150 %-200 %
1+1	0	1	2	3	4

Porcentaje de utilización de la capacidad de la EM/ERM					
Número de líneas ERM/EM	0 %-80 %	80 %-100 %	100 %-108 %	108 %-125 %	125 %-150 %
2+1	0	1	2	3	4

Porcentaje de utilización de la capacidad de la EM/ERM					
Número de líneas ERM/EM	0 %-80 %	80 %-100 %	100 %-105 %	105 %-117 %	117 %-133 %
3+1	0	1	2	3	4

Resultado	Clasificación del riesgo
4	Riesgo máximo.
3	Riesgo muy alto.
2	Riesgo alto.
1	Riesgo bajo.
0	Sin riesgo.

10.3 Cargaderos de cisternas.

10.3.1 Definición de los criterios de saturación de cargaderos de cisternas.

10.3.1.1 Período de evaluación.

Con carácter general, el período durante el cual se ha de evaluar el estado de saturación de los cargaderos de cisternas corresponderá con el año gasista, considerando como tal el comprendido entre el día 1 de octubre y el 30 de septiembre del año anterior, ambos inclusive, equivalente a 365 días de muestreo (366 días en año bisiesto).

10.3.1.2 Cargas diarias de cisternas para determinar el grado de saturación.

Las cargas se clasifican como:

- Carga máxima diaria ($C_{\text{máx}}$): máximo número de cargas diarias registradas en cada terminal durante el período de evaluación, expresado en número de cisternas/día.
- Carga 15 días ($Q_{15 \text{ días}}$): mínimo número de cargas diarias registradas en cada terminal durante los 15 días de mayor número de cargas del período de evaluación, expresado en porcentaje de la capacidad máxima en número de cisternas/día.
- Carga 10 días ($Q_{10 \text{ días}}$): mínimo número de cargas diarias registradas en cada terminal durante los 10 días de mayor número de cargas del período de evaluación, expresado en porcentaje de la capacidad máxima en número de cisternas/día.
- Carga media (C_{medio}): media del número de cargas diarias que han existido en cada terminal durante el período de evaluación.

Todos estos valores se calcularán sobre la base del funcionamiento de los cargaderos de las terminales suponiendo operación normal con disponibilidad las 24 horas, los 7 días de la semana.

10.3.2 Determinación del grado de saturación.

Se establecen los siguientes grados de saturación en los cargaderos de cisternas:

- Grado 3 (G3-Alerta).
- Grado 2 (G2-Precaución).
- Grado 1 (G1-Vigilar).

El grado de saturación se determinará a nivel de planta considerando la capacidad nominal de carga del conjunto de cargaderos de la terminal. El grado de saturación se define en función de las variables calculadas previamente, de modo que una planta de regasificación se incluirá en alguno de los grados anteriores cuando se verifique que se cumplen las condiciones que se establecen en la siguiente tabla:

Grado de saturación	Condiciones		
	$C_{m\acute{a}x} > \text{Capacidad nominal}$	$C_{10 \text{ días}} > 90 \% \text{ Capacidad nominal}$	$C_{15 \text{ días}} > 85 \% \text{ Capacidad nominal}$
G3 Alerta.	√	√	√
	√	√	
G2 Precaución.	√		√
		√	√
G1 Vigilar.		√	
			√

A efectos del cálculo de la saturación de los cargaderos de cisternas no se tendrán en cuenta situaciones excepcionales como las indisponibilidades en las infraestructuras.

10.3.3 Actuaciones en caso de cargaderos de cisternas saturadas.

Aquellas terminales que se encuentren en estado de saturación son susceptibles de requerir soluciones para atender la demanda. Entre ellas, se debe valorar:

- Medidas que se puedan acordar entre los diferentes agentes para mitigar la congestión en periodos de mayor afluencia redistribuyendo las cargas en la propia terminal saturada.
 - Utilización del cargadero de reserva.
 - Ofrecer la posibilidad de desviar cargas de cisternas a otras plantas del sistema, correspondiendo al usuario la decisión de aceptar esta posibilidad de manera voluntaria.
 - Tramitar la solicitud de incremento de la capacidad de carga de cisternas de la terminal saturada.

10.3.4 Análisis de las infraestructuras.

Se analizarán de forma conjunta los cargaderos de cada instalación y del sistema gasista en su conjunto, realizando un análisis del estado de funcionamiento pasado y futuro, de acuerdo con las previsiones de actividad de los cargaderos de cisternas.

En tanto en cuanto la situación de los cargaderos se encuentre en un estado de no saturación, tanto en el funcionamiento a pasado como en el previsto en los próximos ejercicios, estos análisis se realizarán con una periodicidad de dos años.

Si el titular de las instalaciones detectara cualquier desvío o cambio reseñable en las condiciones del grado de saturación, podrá realizar dicho análisis con periodicidad anual.

En caso de que en los análisis anteriores se concluya que existe o puede existir un grado de saturación G3 de las infraestructuras se elaborará un informe de propuestas como se describe a continuación. En el caso de que se concluya que existe o puede existir un grado de saturación G1 o G2, dicho informe podrá realizarse bajo la consideración del operador de la instalación.

10.3.5 Análisis del estado actual de funcionamiento de los cargaderos de cisternas.

Cada operador de instalaciones de carga de cisternas elaborará un estudio de funcionamiento de sus cargaderos de cisternas, según los criterios establecidos en este capítulo.

Este análisis se extenderá a los dos ejercicios inmediatamente anteriores y en él se indicará el funcionamiento de los cargaderos de cisternas y el grado de saturación de los cargaderos de cisternas, si fuese el caso.

El GTS realizará este mismo análisis para el conjunto de las plantas del sistema.

10.3.6 Análisis del estado futuro de funcionamiento de los cargaderos de cisternas.

Para cada instalación de carga de cisternas, el titular de la infraestructura solicitará a los distribuidores y usuarios con capacidad contratada en el periodo de análisis las previsiones de funcionamiento para el servicio de carga de cisternas para los dos siguientes años de gas.

Antes del 15 de junio de cada año en el que sea necesario realizar el análisis, los distribuidores y usuarios enviarán sus previsiones de consumo. Esta información deberá estar desglosada por instalación de carga y deberá tener un alcance diario (cisternas cargadas/día). Los operadores titulares de la instalación podrán solicitar información adicional que considere relevante para llevar a cabo su análisis, como la actividad o destino de dichas cargas.

Con esta información el titular de las instalaciones de carga determinará el grado de funcionamiento de los cargaderos de cisternas y el grado de saturación, si fuese el caso, así como una propuesta de acciones que considere oportuna.

Antes del 15 de noviembre de cada año en el que se lleve a cabo el análisis, y siguiendo la metodología anteriormente descrita, cada titular de instalación de carga de cisternas remitirá al GTS, a la CNMC y a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un informe de propuestas de adecuación que incluirá, al menos, los siguientes aspectos:

- Estado actual de funcionamiento y saturación de los cargaderos, incluyendo las variables descritas en el presente documento, de los dos ejercicios anteriores.
- Previsión de funcionamiento y grado de saturación, si aplica, de las instalaciones de carga de cisternas para los dos siguientes ejercicios.
- Propuesta de acciones a tomar.
- Consideraciones adicionales, si las hubiera, que el titular de las instalaciones considere relevante.

Partiendo de lo anterior, el GTS analizará la información remitida por los titulares de las instalaciones de carga de cisternas y podrá elaborar un informe con su valoración que irá destinado a la CNMC, a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y al titular de la instalación de carga de cisternas, antes del 15 de diciembre.

10.3.7 Informe de propuestas de adecuación de cargaderos de cisternas saturados.

Antes del 15 de noviembre de cada año en el que se lleve a cabo el análisis, y siguiendo la metodología anteriormente descrita, cada titular de instalación de carga de cisternas remitirá al GTS (GTS) y a la CNMC, a la Secretaría de Estado de Energía del

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un informe de propuestas de adecuación que incluirá, al menos, los siguientes aspectos:

- Estado actual de funcionamiento y saturación de los cargaderos, incluyendo las variables descritas en el presente documento, de los dos ejercicios anteriores.
- Previsión de funcionamiento y grado de saturación, si aplica, de las instalaciones de carga de cisternas para los dos siguientes ejercicios.
- Propuesta de acciones a tomar.
- Consideraciones adicionales, si las hubiera, que el titular de las instalaciones considere relevante.

Partiendo de lo anterior, el GTS analizará la información remitida por los titulares de las instalaciones de carga de cisternas y podrá elaborar un informe con su valoración que irá destinado a la CNMC, a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y al titular de la instalación de carga de cisternas, antes del 15 de diciembre.

ANEXO

Solicitud actuación en ERM/EM

Posición: XX
Nombre: XXX
Ubicación: Gasoducto XXXX

Tabla 1.1 Descripción de la instalación/actuación propuesta

	Actual	Propuesta (año n+1)	Propuesta (año n+2)	Propuesta (año n+3)	Propuesta (año n+4)
Tipo contador instalado.	√	√	√		
Tipo regulador instalado.	√	√	√		
N.º líneas (incluida reserva).	√	√	√		
Máxima capacidad de medida (Nm ³ /h).	√	√	√		
Máxima capacidad de regulación (Nm ³ /h).	√	√	√		
Nueva ERM por saturación (Si/No).		√	√		

opcional.

Tabla 1.2 Información Demanda contratada de la posición XX

	Actual	Año n+1	Año n+2	Año n+3	Año n+4
Q _{máx} (Nm ³ /h).	√	√	√		
Q _{80h} (Nm ³ /h).	√	√	√		

	Actual	Año n+1	Año n+2	Año n+3	Año n+4
Q _{160h} (Nm ³ /h).	√	√	√		
Grado de saturación sin ampliación.	√	√	√		

opcional.

Tabla 1.3 Información Demanda prevista de la posición XX (incluida la contratada)

	Año n+1	Año n+2
Q _{máx} (Nm ³ /h).	√	√
Q _{80h} (Nm ³ /h).	√	√
Q _{160h} (Nm ³ /h).	√	√
Grado de saturación sin ampliación.	√	√

11. Capítulo 11 «Nuevas instalaciones en el sistema gasista relativas a otros gases»

11.1 Objeto.

El objeto de este capítulo es establecer las medidas generales de coordinación y comunicación que deberán adoptar los operadores de las instalaciones, distribuidores, transportistas y el GTS en relación con la incorporación de nuevas instalaciones en el sistema gasista para garantizar la correcta integración de las plantas de producción de otros gases, así como establecer el procedimiento para proponer actuaciones de adecuación técnica necesarias.

11.2 Requisitos generales para la integración de nuevas instalaciones en el sistema gasista.

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

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

11.3 Definición de acciones a realizar en caso de proyectos con fecha de puesta en marcha anterior al 31 de diciembre del año siguiente.

Con objeto de garantizar la correcta integración de las nuevas plantas de producción de otros gases en el sistema gasista, es necesario conocer con suficiente antelación la fecha de inicio de operación, así como la posición de inyección y los caudales estimados que se introducirán en la red.

Con carácter general, antes del 15 de octubre de cada año, cada transportista y distribuidor enviará al GTS un informe de proyectos de inyección de otros gases que le hayan solicitado información, que incluirá, al menos, aquellos proyectos cuya fecha de puesta en marcha prevista esté comprendida entre la fecha de envío y el 31 de diciembre del siguiente año.

En dicho informe se incluirá cumplimentada la tabla 1 incluida en el anexo. Cuando lo considere necesario, el GTS actualizará los formatos de dichas tablas, y se los remitirá a transportistas y distribuidores con la suficiente antelación para su cumplimentación.

El GTS podrá solicitar, en el caso de que lo considere necesario, información adicional al transportista o distribuidor y, a su vez, el transportista/distribuidor podrá aportar la información adicional que considere oportuna y de modo confidencial directamente al GTS.

11.4 Definición de acciones a realizar en caso de proyectos con fecha de puesta en marcha posterior al 31 de diciembre del año siguiente.

Con carácter general, antes del 15 de octubre de cada año, cada transportista y distribuidor enviará al GTS un informe de potenciales proyectos de inyección a medio y largo plazo de los que tenga conocimiento, que incluirá aquellos proyectos de inyección de otros gases, cuya fecha de puesta en marcha prevista sea posterior al 31 de diciembre del siguiente año.

En dicho informe se incluirá cumplimentada la tabla 2 incluida en el anexo. Cuando lo considere necesario, el GTS actualizará los formatos de dichas tablas, y se los remitirá a transportistas y distribuidores con la suficiente antelación para su cumplimentación.

El GTS podrá solicitar, en el caso de que lo considere necesario, información adicional al transportista o distribuidor y, a su vez, el transportista/distribuidor podrá aportar la información adicional que considere oportuna y de modo confidencial directamente al GTS.

11.5 Análisis de integración de la inyección de otros gases.

Con el conjunto de los datos recibidos por parte de los transportistas y distribuidores, el GTS elaborará un informe final, que incluirá:

- Relación de los proyectos de inyección de otros gases en el sistema gasista en los referidos horizontes temporales. Para cada uno se indicará, al menos, posición del nuevo punto de inyección previsto, fecha de puesta en marcha prevista, y caudales estimados que se introducirán en la red.

- Análisis de impacto de estos proyectos, de forma individual y conjunta, sobre el aprovechamiento de la capacidad de la red existente de transporte y de distribución, la integridad de las infraestructuras del sistema gasista, la calidad del gas, y la complejidad de gestión de la red.

- Si fuesen necesarias, propuestas de adecuación técnica de las infraestructuras del sistema gasista, y su estimación económica.

Este informe se remitirá a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y a la CNMC, antes del 31 de diciembre de cada año.

11.6 Adaptación de los Sistemas de la Información.

El GTS adaptará los sistemas de la información necesarios para la correcta integración de cada uno de los nuevos puntos de inyección, así como para la comunicación de éstos a la CNMC, cuando entren en operación.

ANEXO

Tabla 1. Proyecto de inyección en red de otros gases con horizonte corto plazo

Nombre del proyecto:	
Ubicación (municipio y provincia):	
Operador de la planta de producción:	
Operador de la red:	
Fecha de puesta en marcha prevista:	
Presión de entrega (bar):	
Potencia de la instalación (kW):	
Producción (GWh/a):	
Capacidad de entrada (kWh/d):	
Caudal mínimo horario estimado (kWh/h):	
Caudal máximo horario estimado (KWh/h):	
Capacidad estimada de flujo reverso, si procede (kWh/d):	

Punto de inyección

Inyección en:	Red de transporte troncal.	(s/n)
	Red de transporte secundario.	(s/n)
	Red de distribución.	(s/n)
Flujo reverso:	(s/n) (punto de la red)	
Gasoducto/Red de distribución:		
Punto de inyección/posición de inyección:		
Posición de cabecera en red (si inyección en distribución):		

Conexión con plataforma de garantías de origen

Conexión con plataforma de certificados de origen:	(s/n)	
En caso afirmativo (siguiendo nomenclatura del procedimiento de gestión de GdO).	Nombre instalación:	
	Código de Instalación:	

Tecnología

Biometano.		
Digestión Anaerobia.	EDAR.	(s/n)
	RSU.	(s/n)
	Residuos Agropecuarios.	(s/n)
Gasificación de biomasa.	(s/n)	
Hidrógeno.		

Conexión a red eléctrica.	(s/n)
Generación off-grid.	(s/n)
Otro.	(s/n) – detallar origen

Calidad de gas (rango o valor medio esperado)

PCS (kWh/Nm ³).	
Índice de Wobbe (kWh/Nm ³).	
Metano (mol %).	
Hidrógeno (mol %).	
O ₂ (mol %).	
CO (mol %).	

Tabla 2. Proyecto de inyección en red de otros gases con horizonte medio y largo plazo

Nombre del proyecto:	
Ubicación (municipio y provincia):	
Operador de la planta de producción:	
Operador de la red:	
Fecha de puesta en marcha prevista:	
Presión de entrega (bar):	
Potencia de la instalación (kW):	
Producción (GWh/a):	
Capacidad de entrada (kWh/d) (kWh/d):	
Caudal mínimo horario estimado (kWh/h):	
Caudal máximo horario estimado (kWh/h):	
Capacidad estimada de flujo reverso, si procede. (kWh/d):	

Punto de inyección

Inyección en:	Red de transporte troncal	(s/n)
	Red de transporte secundario	(s/n)
	Red de distribución	(s/n)
Flujo reverso:		(s/n) (punto de la red)

Tecnología

Biometano:		
Digestión Anaerobia.	EDAR.	(s/n)
	RSU.	(s/n)
	Residuos Agropecuarios.	(s/n)

Gasificación de biomasa.	(s/n)
Hidrógeno:	
Conexión a red eléctrica.	(s/n)
Generación off-grid.	(s/n)
Otro.	(s/n) – detallar origen

Calidad de gas (rango o valor medio esperado)

PCS (kWh/Nm ³).	
Índice de Wobbe (kWh/Nm ³).	
Metano (mol %).	
Hidrógeno (mol %).	
O ₂ (mol %).	
CO (mol %).	

12. Capítulo 12 «Propuestas de actualización, revisión y modificación de NGTS»

12.1 Objeto.

El presente capítulo tiene como objeto definir el procedimiento de elaboración de propuestas de actualización, revisión y modificación de las NGTS competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a instancia de los sujetos que actúan en el sistema gasista, de acuerdo con el artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Para realizar las propuestas que se requieran para propiciar un funcionamiento óptimo del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, el GTS coordinará un grupo de trabajo denominado Comité de Gestión Técnica.

12.2 Funciones del Comité de Gestión Técnica.

El Comité de Gestión Técnica tendrá como función principal recibir, estudiar y elaborar las propuestas de actualización, revisión y modificación de estas NGTS y de creación de nuevas NGTS cuya materia sea competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a iniciativa del GTS o del resto de sujetos del sistema gasista. Estas propuestas serán remitidas por este comité a la Dirección General de Política Energética y Minas de este ministerio, para su aprobación.

Asimismo, el Comité de Gestión Técnica, sin perjuicio de las competencias del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de la CNMC respecto al GTS, y del propio GTS, tendrá las siguientes funciones:

- Recopilar y difundir, con carácter informativo, la legislación europea y nacional relativa a la gestión técnica del sistema gasista.
- Colaborar con el GTS en la elaboración de procedimientos necesarios para la implantación de la normativa técnica vigente.
- Elaborar, en colaboración con el GTS, los estudios que le sean encargados por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Promover la integración de gases renovables en el sistema gasista.
- Ser informado de la implantación que realiza el GTS de la nueva legislación relativa a la gestión técnica del sistema gasista.

f) Conocer, a través del GTS, las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento del sistema gasista, y asesorar al GTS, en la resolución éstas.

g) Ser informado por el GTS de la evolución de los desarrollos en la plataforma de acceso al sistema gasista SLATR y de sus incidencias, así como de la evolución de otros canales de comunicación con el sector (portal de internet).

h) Asesorar al GTS en los aspectos de la gestión técnica del sistema gasista que, a juicio del GTS, requieran coordinación con los agentes.

i) Otras funciones encargadas por la legislación relativa a la gestión técnica del sistema gasista.

j) Los usuarios con derecho a voto podrán formar parte del Comité de Coordinación ante SOE previsto en el apartado 5.5.

12.3 Composición del Comité de Gestión Técnica.

El Comité de Gestión Técnica estará compuesto de miembros permanentes y miembros invitados.

a) Miembros de pleno derecho:

Son aquellos que tienen plena capacidad de participación en las reuniones del Comité de Gestión Técnica, sin estar sujetos por tanto a las limitaciones que se establezcan para los miembros invitados.

A su vez se distingue entre los siguientes:

i) Miembros de pleno derecho de designación directa.

Son aquellos designados de forma voluntaria y directa por cada uno de los agentes que participan en las siguientes categorías relacionadas con el ámbito material del Comité de Gestión Técnica: GTS, TSO, CNMC, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, CORES, Mercado Organizado de Gas y Operador del Sistema Eléctrico.

En caso de que un agente con derecho a designación directa de un miembro de pleno derecho no ejerza tal prerrogativa, su plaza quedará desierta.

Las diferentes categorías son las siguientes:

- Un presidente designado por el GTS.
- Un vicepresidente designado por el GTS, y que ejercerá las funciones de presidente en ausencia de éste.
- Un vocal designado por cada gestor de red de transporte (TSO).
- Un vocal designado por la CNMC.
- Un vocal designado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Un vocal designado por CORES.
- Un vocal designado por el operador del Mercado Organizado de Gas.
- Cuando sea convocado, un vocal designado por el Operador del Sistema Eléctrico.
- Un secretario designado por el GTS.

ii) Miembros de pleno derecho elegidos por votación.

Son aquellos elegidos mediante el sistema de votación descrito en el apartado 12.3.1., y serán los siguientes:

- Dos vocales elegidos por y entre los titulares de las plantas de regasificación, excluyendo a los gestores de la red de transporte.
- Un vocal elegido por y entre los titulares de redes de transporte, excluyendo a los gestores de la red de transporte.
- Cinco vocales elegidos por y entre los distribuidores.
- Seis vocales elegidos por y entre los comercializadores.

- Un vocal elegido por y entre los consumidores directos en mercado.
- Un vocal elegido por y entre los consumidores industriales conectados a redes de presión superior a 16 bar.

No obstante, y sin perjuicio de lo establecido en el párrafo siguiente, aquellas empresas que participan en dos o más categorías únicamente podrán designar un miembro en una de ellas, a su elección.

En aquellos casos en que varias empresas desarrollen sus actividades dentro de un mismo grupo empresarial, según lo establecido en el artículo 42 del Código de Comercio o aquellos que revistan forma jurídica equivalente en el país origen de la sociedad, el derecho de elección directa será único para todo el grupo empresarial.

b) Miembros invitados.

Adicionalmente a los miembros de pleno derecho, podrán participar en el Comité de Gestión Técnica como miembros invitados, una persona por cada grupo empresarial del resto de agentes del sistema y el resto de las plataformas de mercado que tengan suscrito un protocolo de colaboración con el GTS. También serán miembros invitados los suplentes de los miembros permanentes u otra persona designada por estos. Los miembros invitados podrán asistir a las reuniones de manera telemática, pudiendo interactuar con el grupo por escrito por el medio que el GTS habilite en la plataforma telemática de reunión. Puntualmente, en los asuntos que el Comité de Gestión Técnica así lo decida, también podrán participar verbalmente.

Con objeto de gestionar de manera adecuada el acceso a cada reunión, los miembros invitados que deseen asistir a cada reunión, deberán solicitarlo al secretario con una semana de antelación por los medios que establezca el GTS.

Con carácter excepcional, y por invitación del GTS o a petición de tres miembros permanentes, se podrá invitar a sujetos no miembros del Comité de Gestión Técnica con el fin de informar sobre materias concretas. Estas invitaciones deberán ser identificadas por sociedad u organización y específicas para cada reunión.

12.3.1 Procedimiento de elección de los miembros de pleno derecho elegidos por votación.

Para votar o ser votado en la elección de los vocales permanentes de los grupos de titulares de plantas de regasificación, transportistas, distribuidores, comercializadores, consumidores directos en mercado y consumidores industriales conectados a redes de presión superior a 16 bar a los que se refiere el apartado anterior deberá haberse demostrado actividad efectiva en la categoría correspondiente durante los doce meses anteriores al de elección.

En el caso de comercializadores, la actividad efectiva se demostrará mediante las ventas a consumidores finales o a otros comercializadores.

En el caso de consumidores directos en mercado la actividad efectiva se demostrará mediante la contratación de la capacidad de acceso a la instalación de transporte o distribución a la que estén conectados, quedando excluidos aquellos que simultáneamente hayan realizado ventas de gas, que hayan suscrito un contrato de suministro ordinario con un comercializador o que no hayan realizado consumo efectivo de gas en el período.

Las plazas desiertas en una categoría no podrán adicionarse a ninguna otra.

Cada miembro permanente será designado por un período de dos años y deberá designar para el mismo período un vocal titular y un suplente.

La composición del Comité de Gestión Técnica se modificará cada dos años el 1 de abril. Para ello, el GTS elaborará un procedimiento de elecciones, que presentará en el Comité de Gestión Técnica, al menos con tres meses de antelación a la fecha de renovación, para comentarios. El procedimiento definitivo será publicado en el portal de internet del GTS.

En el proceso de elección de los vocales, cada grupo empresarial, en cada categoría en la que participe, podrá emitir un sólo voto. Todos los votos de todos los grupos empresariales tendrán el mismo peso.

Los resultados del proceso de elección de los vocales serán comunicados por el presidente del Comité de Gestión Técnica al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la CNMC, detallando las empresas que han participado, cómo se ha desarrollado el proceso y los resultados.

12.3.2 Funcionamiento del Comité de Gestión Técnica.

El Comité de Gestión Técnica se reunirá mensualmente. Al objeto de facilitar la asistencia, el calendario de reuniones regulares se fijará anualmente. El secretario convocará reuniones con carácter extraordinario por decisión del presidente o a petición de más de cinco miembros de pleno derecho.

Se considerará válida cualquier reunión del Comité de Gestión Técnica a la que asistan más de siete vocales permanentes.

Para poder llevar a cabo cualquier sustitución de un miembro del Comité de Gestión Técnica, ésta se deberá comunicar al secretario con anterioridad a la celebración de la reunión, siempre que el representante que lo sustituya sea diferente del suplente. En caso de no poder asistir ni el vocal titular ni el suplente, los vocales podrán delegar su representación en otro miembro del Comité, aunque siempre con comunicación previa al secretario.

La convocatoria de reunión se realizará por correo electrónico que se remitirá a todos los miembros con un mínimo de una semana de antelación, salvo urgencia debidamente justificada. La convocatoria será realizada por el secretario. A la convocatoria se acompañará el orden del día, en el que se harán constar los asuntos a tratar en la sesión correspondiente, y en la medida de lo posible, la documentación complementaria de los asuntos a tratar.

Deberá incluirse en el orden del día de una sesión cualquier asunto cuando así sea solicitado por un miembro del Comité de Gestión Técnica, el cual deberá remitir por escrito al secretario para su inclusión con 48 horas de antelación al envío de la convocatoria.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá oponerse a la inclusión en el orden del día de cualquier punto que, según su criterio, implique una extralimitación en el ejercicio de las facultades legal o reglamentariamente atribuidas al Comité de Gestión Técnica. El presidente del Comité de Gestión Técnica consignará dicha circunstancia en el propio orden del día que será incorporado al acta de reunión.

Como norma general solamente se tratarán los asuntos que figuren en el orden del día, salvo que los miembros permanentes del Comité de Gestión Técnica justifiquen la urgencia del asunto. Una vez celebrada la reunión del Comité de Gestión Técnica, el secretario redactará el acta de ésta y la enviará a todos los miembros para su conformidad o comentarios, con una semana de antelación a la siguiente reunión. El acta de cada reunión se aprobará definitivamente en la reunión siguiente. Las actas aprobadas, junto con la documentación presentada en las reuniones, serán publicadas por el GTS, para que estén accesibles para los sujetos con actividad en el sistema gasista, durante la semana posterior a su aprobación.

12.3.3 Proceso de elaboración de propuestas de modificación de NGTS.

Anualmente, durante el mes de octubre de cada año, el GTS presentará una propuesta de plan anual de trabajo del Comité de Gestión Técnica para el año siguiente, que incluirá el listado de propuestas de modificación para el año siguiente, así como con el calendario.

Cualquier sujeto del sistema gasista podrá presentar propuestas de modificación, revisión o actualización de las NGTS, para que se incluyan en dicho plan anual.

Antes de finalizar cada año, y una vez recabados comentarios, el GTS enviará el plan anual de trabajo del Comité de Gestión Técnica a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, así como los comentarios recibidos. Las propuestas deberán remitirse por escrito al secretario del Comité de Gestión Técnica, e indicarán claramente a qué capítulo de las NGTS se refiere y su finalidad, incluyendo, al menos: título, resumen, proponente, fecha, y cualquier información adicional necesaria.

En cualquier caso, si durante el año en curso, cualquier sujeto del sistema gasista propone nuevas necesidades, el Comité de Gestión Técnica valorará su inclusión en el plan anual de trabajo, considerando la urgencia o no de ésta, y el presidente lo comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

La redacción del texto de la propuesta podrá ser realizada directamente por el GTS o por un subgrupo de redacción encargado de elaborar el texto de la propuesta de actualización o modificación.

Los subgrupos de redacción elaborarán, además de la propuesta de modificación o actualización, un informe sobre la propuesta, en el que se podrán indicar, si procede:

- Las implicaciones de los cambios introducidos para la gestión del sistema.
- Las implicaciones económicas para los agentes afectados.
- Las implicaciones legales y para el marco regulatorio, incluyendo, en su caso, las afecciones a estas NGTS de la normativa de la CNMC en tramitación o recientemente aprobada.
- Los costes asociados a su implantación.
- El impacto sobre el riesgo de la garantía de suministro del sistema.
- El impacto asociado a la descarbonización.
- Las alternativas existentes, y las posibles discrepancias en el seno del subgrupo de redacción.
- Un plan para su implantación, si fuera necesario.

Las propuestas serán presentadas para su análisis en una sesión del Comité de Gestión Técnica, dejando un periodo de revisión de tres semanas. Una vez finalizado el periodo de revisión, el GTS integrará y distribuirá los comentarios, incluyendo la propuesta en el orden del día de la siguiente reunión del Comité de Gestión Técnica para su debate y decisión, donde cada uno de los miembros permanentes podrán manifestar su opinión sobre la propuesta para que posteriormente sean remitidas por el presidente en un plazo máximo de un mes a la Dirección General de Política Energética del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la CNMC, adjuntando las manifestaciones indicadas por los miembros permanentes del Comité de Gestión Técnica así como el extracto del acta de reunión del Comité de Gestión Técnica donde se ha debatido la propuesta, y todos los comentarios recibidos de los agentes.

12.3.4 Funcionamiento de los subgrupos de redacción.

En una misma sesión del Comité de Gestión Técnica, el presidente anunciará la creación de un nuevo subgrupo de redacción y designará un coordinador que dirigirá el subgrupo.

En un plazo de diez días hábiles desde su designación, el coordinador invitará a formar parte del subgrupo a todos los miembros permanentes del Comité de Gestión Técnica y al sujeto que haya propuesto la revisión de la norma, sea o no miembro permanente del Comité de Gestión Técnica. Podrá formar parte del subgrupo de redacción cualquier agente del sistema gasista que lo haya solicitado al coordinador en el mismo plazo, sea o no miembro permanente del Comité de Gestión Técnica.

Los miembros permanentes del Comité de Gestión Técnica podrán asistir a cualquier reunión de todos los subgrupos. Con carácter excepcional y con funciones de apoyo técnico, el coordinador podrá invitar a participar a una reunión específica de un subgrupo

de redacción a personas distintas a las anteriores, siempre que su experiencia relacionada con la materia encomendada así lo aconseje.

No existirá inicialmente limitación al número de componentes en un subgrupo, sin embargo, si a criterio del coordinador se considerase que la alta participación hiciese al subgrupo poco operativo, éste fijará un número máximo. En cualquier caso, garantizará una representación equitativa de las empresas y la participación de los mejores expertos en la materia.

El subgrupo de redacción elaborará su informe y propuesta de modificación o actualización, en el plazo que indique el Comité de Gestión Técnica, que nunca será ni inferior a un mes ni superior a tres meses. Dicho informe se incluirá en el orden del día de la siguiente reunión del Comité de Gestión Técnica para su debate y decisión con la propuesta a que se refiera.

12.4 Código de Conducta del Comité de Gestión Técnica.

Los miembros del Comité de Gestión Técnica se comprometerán a observar y promover las más elevadas normas de conducta ética en el desempeño de su labor en el comité, declarando conocer y aceptar libre, irrevocable e incondicionalmente los términos y condiciones establecidos en estas NGTS, y comprometiéndose a cumplirlos sin reservas, restricciones ni condicionamientos.

En particular, los miembros del Comité de Gestión Técnica se obligan a:

- Proceder con buena fe, integridad, diligencia y prudencia en todos los asuntos relacionados con el comité, incluyendo la debida preparación de las reuniones y la toma de decisiones con la máxima diligencia.
- Posibilitar la máxima transparencia en su actuación, con apertura a todos los miembros, disponibilidad y distribución sin restricciones de información veraz.