

RESFC-2019-309-APN-DIRECTORIO#ENARGAS

VISTO el EX-2019-36023126- -APN-GT#ENARGAS, la Ley N.º 24.076, su Decreto Reglamentario N.º 1738/92, la Resolución ENARGAS N.º I/259/08, y

CONSIDERANDO:

Que las especificaciones de “Calidad de Gas” fueron establecidas en los Reglamentos de Servicio de la Licencia de Transporte (Art. 3º) y de la Licencia de Distribución (Art. 4º), ambos aprobados por el Decreto N.º 2255/92.

Que posteriormente, dichas especificaciones fueron complementadas y modificadas por las Resoluciones ENARGAS N.º 113/94, N.º 500/97, N.º 622/98, y por último y actualmente vigente, por la Resolución ENARGAS N.º I/259 del 7 de mayo de 2008.

Que, ante el dinamismo de la materia, en la Reunión de Directorio de este Organismo, llevada a cabo el 18 de junio de 2018, se propició la elaboración de una nueva norma NAG que abordara los aspectos técnicos y operativos relacionados con el “Reglamento de Especificaciones y Protocolo de Medición de Calidad de Gas Natural”.

Que asimismo, distintos actores de la industria, integrantes del Grupo de Trabajo de Calidad de Gas del Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG), iniciaron un estudio relacionado con la Resolución ENARGAS N.º I/259/08 y el 28 de septiembre de 2018, presentaron ante esta Autoridad Regulatoria una propuesta, solicitando se la tuviese en consideración para la elaboración de la nueva normativa que el ENARGAS dictara en materia de Calidad de Gas.

Que en ese contexto, la Comisión de Estudio integrada por profesionales de las Gerencias de Transmisión y Distribución, con la supervisión de la Coordinación de Normalización Técnica, todas ellas pertenecientes a este Organismo, tomando como base la propuesta efectuada por el IAPG y la experiencia regulatoria adquirida por la aplicación de la Resolución ENARGAS N.º I/259/08, efectuó el análisis técnico correspondiente y elaboró el proyecto NAG-602 “Norma de Calidad de Gas Natural”.

Que en virtud de lo expuesto, adjuntaron el análisis técnico y el proyecto de la norma NAG-602 (2019) al Informe IF-2019-38426621-APN-CNT#ENARGAS, considerando conveniente la puesta en consulta pública del citado documento por un plazo de cuarenta y cinco (45) días corridos a partir de su publicación.

Que, cabe destacar que el Artículo 52 inc. b) de la Ley N.º 24.076 establece entre las funciones del ENARGAS, la de dictar reglamentos en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, a los cuales deberán ajustarse todos los sujetos de la Ley.

Que por su parte, el proyecto NAG-602 “Norma de Calidad de Gas Natural” describe las especificaciones que debe reunir el gas natural en los sistemas de transporte y distribución, con el objeto de suministrar un producto confiable sin riesgos para los consumidores, permitiendo el intercambio de gases de diversa procedencia; así como también, proteger las instalaciones de Transportistas, Distribuidoras y Cargadores de gas natural.

Que, en el contexto de lo expuesto y en virtud de la temática analizada, corresponde dar cumplimiento a lo establecido en el Inciso 10) de la reglamentación de los Artículos 65 a 70 de la Ley N.º 24.076 aprobada por el Decreto N.º 1738/92, en tanto dispone que la sanción de normas generales será precedida por la publicidad del proyecto o de sus pautas básicas y por la concesión de un plazo a los interesados para presentar observaciones por escrito.

Que el Instituto de la Consulta Pública tiene por objeto la habilitación de un espacio institucional para la expresión de opiniones y propuestas respecto de proyectos de normas de alcance general.

Que la participación de las Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas, Productores, Cargadores, terceros interesados y del público en general, en la elaboración de la normativa técnica, contribuirá a dotar de mayor transparencia y eficacia al sistema, permitiendo a esta Autoridad Regulatoria evaluar los tópicos a contemplar en la misma.

Que ha tomado debida intervención el Servicio Jurídico Permanente de esta Autoridad Regulatoria.

Que la presente Resolución se dicta de conformidad a las facultades otorgadas por el Artículo 52 incisos b) y x) de la Ley N.º 24.076 y su Decreto Reglamentario N.º 1738/92.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Invitar a las Licenciatarias del Servicio Público de Transporte y Distribución de gas, Productores, Cargadores, terceros interesados y al público en general, a expresar sus opiniones y propuestas, conforme se ha expuesto en los CONSIDERANDOS precedentes, respecto del contenido del proyecto de norma NAG-602 (2019) "Norma de Calidad de Gas Natural", que como Anexo (IF-2019-45764118-APN-CNT#ENARGAS) forma parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 2º.- Poner a consideración de los sujetos indicados en el Artículo 1º precedente, el Expediente Electrónico identificado como EX-2019-36023126- -APN-GT#ENARGAS, por un plazo de CUARENTA y CINCO (45) días corridos a contar desde la publicación de la presente, a fin de que efectúen formalmente sus comentarios y observaciones, los que, sin perjuicio de ser analizados, no tendrán carácter vinculante para esta Autoridad Regulatoria.

ARTÍCULO 3º.- Hacer saber que el Expediente EX-2019-36023126- -APN-GT#ENARGAS se encuentra a disposición para su consulta en la Gerencia de Transmisión del ENARGAS, sita en Suipacha 636 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

ARTÍCULO 4º.- Publicar en el sitio web del ENARGAS, por el plazo establecido en el Artículo 2º de la presente, desde el día de su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina.

ARTÍCULO 5º.- Comunicar, publicar, registrar, dar a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y cumplido, archivar. Daniel Alberto Perrone - Diego Guichon - Griselda Lambertini - Mauricio Ezequiel Roitman

NAG-602

Año 2019

Norma de Calidad de Gas Natural

EN CONSULTA PÚBLICA



ENARGAS
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

INDICE

prólogo	4
Capítulo 1 – Objeto Y Alcance.....	6
1.1. Objeto.....	6
1.2. Alcance	6
Capítulo 2 – Publicaciones De Referencia	7
2.1. Generalidades	7
2.2. Publicaciones Astm	7
2.3. Normas Iram	8
2.4. Publicaciones Iso.....	8
2.5. Publicaciones Gpa	9
Capítulo 3 – Definiciones	9
Capítulo 4 – Lineamientos Básicos	12
4.1. Operador Relacionado De Punto De Recepción	12
4.2. Puntos De Verificación De Calidad.....	12
4.3. Criterio De Punto De Recepción Único	12
4.4. Criterio De Punto De Entrega Único.....	13
4.5. Cargamentos De Gnc O Gnl	13
4.6. Recepciones De Gas No Convencional	13
4.7. Acuerdos De Corrección De Calidad De Gas	14
4.8. Responsabilidades	17
4.9. Sistema En Estado De Emergencia	18
Capítulo 5 – Especificaciones Del Gas Natural En Condiciones Básicas	19
Capítulo 6 – Muestreo Y Metodos De Determinación	20
6.1. Instalaciones Para El Muestreo	21
6.3. Cálculo Del Punto De Rocío De Hidrocarburos (Prhc).....	23
6.4. Determinación De La Composición Molar De Nitrógeno Y Dióxido De Carbono	24
6.5. Determinación Del Oxígeno	24
6.6. Determinación Del Contenido De Vapor De Agua.....	24
6.7. Determinación De Compuestos De Azufre	25
6.8. Determinación Del Poder Calorífico Superior, Índice De Wobbe Y Densidad Relativa	27
6.9. Partículas Sólidas Y Líquidas	27

6.10. Precisión Y Tolerancia De Las Determinaciones	28
6.11. Auditoría Y Calibración De Los Instrumentos	28
6.12. Verificación De Las Mediciones.....	29
6.13. Utilización De Nueva Instrumentación	29
Capítulo 7 – Especificaciones De Calidad Para Recepciones En Condición Flexibilizada.....	30
7.1. Condición Flexibilizada De Ingreso.....	30
7.2. Desvíos Temporarios.....	32
7.3. Condiciones Particulares De Ingreso En Un Sistema De Transporte	33
7.4. Condiciones Particulares De Ingreso De Gas En Un Sistema Aislado De Distribución	35
7.5. Cargador Que Se Alimenta De Un Tramo De Gasoducto Enmarcado En 7.3.....	36
7.6. Lineamientos Para Las Actas-Acuerdo.....	37
Capítulo 8 – Gas Fuera De Especificación	37
8.1. Protocolo De Notificaciones Y Administración Del Gas Fuera De Especificación En Los Puntos De Recepción	38
8.2. Protocolo De Notificaciones Y Administración Del Gas Fuera De Especificación En Los Puntos De Entrega Y En Los Puntos Interiores De La Red	39
Formulario Para Observaciones	40
INSTRUCCIONES PARA COMPLETAR EL FORMULARIO DE OBSERVACIONES PROPUESTAS (UNO POR CADA APARTADO OBSERVADO).....	41
TABLA INTEGRADA DE OBSERVACIONES.....	42

NORMA ARGENTINA DE CALIDAD DE GAS NATURAL

PRÓLOGO

La Ley N.º 24.076 estableció el Marco Regulatorio de la Actividad del Gas Natural y, en su artículo 50, creó el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS). En el artículo 52 de la mencionada Ley, se fijaron las facultades del ENARGAS, entre las cuales se incluye la de dictar reglamentos a los que deberán ajustarse todos los sujetos de esa Ley en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos.

En tal sentido, el ENARGAS auspició la redacción de la NORMA DE CALIDAD DE GAS NATURAL, denominada NAG-602, como adaptación de las disposiciones de la “Reglamentación de las especificaciones de calidad de gas”, aprobada mediante la Resolución ENARGAS N.º I-259/08 y la propuesta de modificación, que fuera elaborada por una sub comisión conformada ad hoc en el seno del INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y EL GAS (IAPG).

Los antecedentes de esta norma han experimentado una dinámica interesante, desde la más reciente Resolución ENARGAS N.º I-259/08, y sus reglamentaciones antecesoras aprobadas por las Resoluciones ENARGAS N.º 113/94, 500/97 y 622/98 que han modificado y complementado a las especificaciones de calidad establecidas en los Reglamentos del Servicio de Transporte y Distribución de gas.

El gas natural es un combustible gaseoso, que consiste básicamente en una mezcla compleja de hidrocarburos, principalmente metano, pero que incluye también etano, propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados, en proporciones menores y además contiene algunos gases inertes y contaminantes que deben mantenerse en proporciones admisibles para no alterar las propiedades del gas natural, especialmente la capacidad de entregar energía por unidad de volumen, siendo éste el motivo principal por el cual se requiere este recurso y sobre dicha base es que se le da valor económico.

Entre las impurezas y contaminantes presentes en el gas natural que revisten mayor relevancia pueden mencionarse: vapor de agua, dióxido de carbono, inertes totales, sulfuro de hidrógeno y otros compuestos de azufre, hidrocarburos condensables, partículas sólidas y líquidas.

El aprovechamiento del gas natural involucra diferentes etapas en la cadena de valor. Una vez extraído de pozos ubicados en tierra firme (“on-shore”) o mar adentro (“off-shore”), el gas crudo es enviado a plantas de procesamiento para separarlo de los líquidos de gas natural (LGN), eliminar sus impurezas y reducir los niveles de otros gases¹ que dificultan su manejo y procesamiento. El gas así obtenido será el que en esta norma se denomine bajo el término “gas natural” y por lo tanto el que debe cumplir con los requisitos publicados en este documento. Asimismo, el término “gas natural” se empleará para referirse al obtenido a partir del gas natural licuado, que luego de ser sometido a un proceso de vaporización para ingresar a los gasoductos de transporte o distribución.

¹ Por lo general gases ácidos como el ácido sulfhídrico (H₂S) y el dióxido de carbono (CO₂).

Es fundamental el cumplimiento de las especificaciones enunciadas en esta norma para el gas natural, toda vez que el gas ingresa a través de los puntos de ingreso al sistema de transporte o de distribución por gasoductos, para ser entregado a centrales de generación eléctrica, plantas industriales, estaciones de gas natural vehicular (GNV) y redes urbanas de distribución de gas natural.

Asimismo, en un esquema operativo como el de los denominados “gasoductos virtuales”², en el que el transporte se hace mediante unidades cisternas o contenedores modulares de gas natural comprimido (GNC) o gas natural licuado (GNL), el gas que finalmente es entregado a los puntos de consumo para atender la demanda de clientes industriales, comerciales, vehiculares y/o domésticos, es el que debe cumplir con lo dispuesto en esta norma.

En el contexto actual, en donde la demanda en el suministro de gas natural es creciente en todos los sectores y regiones del país, resulta de importancia consolidar una regulación que entregue al “Sistema Nacional” un producto confiable para los consumidores, garantizando la integridad de los sistemas de transporte y distribución, y propiciando la máxima utilización del recurso energético disponible. En atención a ello, se ha observado conveniente combinar la mayor certidumbre que deriva de adoptar requisitos prescriptivos, con la tendencia internacional a realizar análisis de riesgo basados en las particularidades de cada sistema.

Toda sugerencia de modificación puede ser enviada al ENARGAS completando el formulario que se encuentra al final del presente documento.

² Un Gasoducto virtual es un sistema que hace posible el transporte de GNC o GNL, por vía terrestre a través de camiones o vagones ferroviarios, o por vía marítima y fluvial mediante el empleo de barcos metaneros, a lugares no abastecidos a través de la red de gasoductos troncales.

CAPÍTULO 1 – OBJETO Y ALCANCE

1.1. Objeto

Esta norma establece las especificaciones que debe reunir el gas natural en los sistemas de transporte y distribución, con el objeto de:

- Suministrar un producto confiable sin riesgos para los consumidores, permitiendo el intercambio de gases de diversa procedencia.
- Proteger las instalaciones de Transportistas, Distribuidoras y Cargadores de gas natural.

1.2. Alcance

Esta norma es de aplicación al gas natural, que ingrese en los sistemas de transporte y distribución dentro del territorio nacional, independientemente de que el gas provenga de las diferentes cuencas de producción nacional o de su importación, a través de gasoductos convencionales y/o virtuales.

Las especificaciones del gas natural establecidas en esta norma, están relacionadas a las características que debe tener el gas natural para tener cualidades adecuadas para su utilización segura como combustible gaseoso.

La presente norma contempla el ingreso de gases distintos al gas natural, tales como el gas de síntesis y el gas procedente de fuentes no convencionales (p.e. el biogás u otros tipos de gases), en la medida que presenten características análogas al gas natural y cumplan con las especificaciones establecidas en esta norma. No obstante, el ingreso de estos gases estará condicionado al resultado de la evaluación del riesgo que otros posibles componentes minoritarios presentes en ellos, puedan representar para la salud de las personas o para la integridad de las instalaciones o aparatos de consumo.

Los parámetros que debe reunir el gas sintético (gas compuesto por propano comercial y aire) y el gas mezcla (fluido compuesto por gas natural y propano comercial vaporizado o gas natural y gas sintético), se encuentran determinados en la reglamentación de especificaciones de calidad para gases mezcla y sintético (Resolución ENARGAS N.º I-831/2009). La inyección de gas sintético o gas mezcla a los sistemas de distribución (con las limitaciones impuestas en dicha norma), será posible siempre que su combinación resulte intercambiable con el gas natural, es decir, siempre que su Índice de Wobbe esté dentro de los rangos establecidos en esta norma.

El gas proveniente de gasoductos virtuales queda alcanzado por la presente norma, a partir del punto de conexión, cuando ingrese a cualquier sistema de suministro de gas natural (transporte o distribución).

Esta norma no es de aplicación al gas natural que se conduce a través de sistemas de captación, ni a los gasoductos destinados a recolectar gas natural proveniente de diferentes yacimientos de hidrocarburos, para su conducción hasta una planta de acondicionamiento o tratamiento de gas.

CAPÍTULO 2 – PUBLICACIONES DE REFERENCIA

2.1. Generalidades

A continuación, se listan los documentos a los que hace referencia la presente norma. Estos documentos o las partes referenciadas de los mismos son considerados como parte integrante de los requisitos establecidos en esta norma. Para las referencias sin fecha se aplica la última edición de esa publicación.

2.2. Publicaciones ASTM

- 2.2.1. ASTM D1142 - 95, Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature, 2012.
- 2.2.2. ASTM D 1945 - 14, Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography, 2014.
- 2.2.3. ASTM D 3588 - 98, Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels, 2017.
- 2.2.4. ASTM D 5287 - 08, Standard Practice for Automatic Sampling of Gaseous Fuels, 2015.
- 2.2.5. ASTM D 5454 - 11e1, Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers, 2011.
- 2.2.6. ASTM D 4084 - 07, Standard Test Method for Analysis of Hydrogen Sulfide in Gaseous Fuels (Lead Acetate Reaction Rate Method), 2017.
- 2.2.7. ASTM D 4468-85, Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry, 2015.
- 2.2.8. ASTM D 1072 - 06, Standard Test Method for Total Sulfur in Fuel Gases by Combustion and Barium Chloride Titration, 2017.
- 2.2.9. ASTM D 1070 - 03, Standard Test Methods for Relative Density of Gaseous Fuels, 2017.
- 2.2.10. ASTM D 5504 – 12, Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence, 2012.
- 2.2.11. ASTM D 7164 - 10 , Standard Practice for On-line/At-line Heating Value Determination of Gaseous Fuels by Gas Chromatography, 2015.
- 2.2.12. ASTM D 7165 - 10, Standard Practice for Gas Chromatograph Based On-line/At-line Analysis for Sulfur Content of Gaseous Fuels, 2015.
- 2.2.13. ASTM D 4888 - 06, Standard Test Method for Water Vapor in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes, 2015.
- 2.2.14. ASTM D 4984 - 06, Standard Test Method for Carbon Dioxide in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes, 2015.
- 2.2.15. ASTM D 4810 - 06, Standard Test Method for Hydrogen Sulfide in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes, 2015.

2.2.16. ASTM D 1826 - 94, Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter, 2017.

2.3. Normas IRAM

- 2.3.1. IRAM-IAPG A 6852, Gas natural. Análisis del gas natural por cromatografía en fase gaseosa, 2010.
- 2.3.2. IRAM-IAPG A 6854, Gas natural. Cálculo de poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición, 2018.
- 2.3.3. IRAM-IAPG A 6856, Combustibles gaseosos. Determinación del contenido de vapor de agua mediante la determinación de la temperatura del punto de rocío, 1997.
- 2.3.4. IRAM-IAPG A 6858, Gas natural. Lineamientos para el muestreo, 2001.
- 2.3.5. IRAM-IAPG A 6860, Determinación de sulfuro de hidrógeno utilizando tubos detectores, por longitud de la mancha, 2001.
- 2.3.6. IRAM-IAPG A 6861, Gas natural. Lineamientos generales para la determinación de compuestos de azufre, 2002.
- 2.3.7. IRAM-IAPG A 6862, Gas natural. Lineamientos generales para el análisis por cromatografía gaseosa para el cálculo de sus propiedades fisicoquímicas, edición 2010.
- 2.3.8. IRAM 2, Sistema de unidades, 1989.
- 2.3.9. IRAM 23, Factores y tablas de conversión de unidades al sistema internacional de unidades SI. Para la metrología de la mecánica y el calor, 1983.

2.4. Publicaciones ISO

- 2.4.1. ISO 6327, Gas analysis - Determination of the water dew point of natural gas - - Cooled surface condensation hygrometers, 1981.
- 2.4.2. ISO 6974 - 3, Natural gas - Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography, - Part 3: Determination and bias, 2018.
- 2.4.3. ISO 6976, Natural gas - Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition, 2016.
- 2.4.4. ISO 10715, Natural gas - Sampling guidelines, 1997.
- 2.4.5. ISO 10101, Natural gas - Determination of water by the Karl Fischer method, 1993.
- 2.4.6. ISO 6975, Natural gas - Extended analysis - Gas-chromatographic method, 1997.
- 2.4.7. ISO 6326-3, Natural gas - Determination of sulfur compounds -- Part 3: Determination of hydrogen sulfide, mercaptan sulfur and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry, 1989.

2.4.8. ISO 18453, Natural gas - Correlation between water content and water dew point, 2004.

2.5. Publicaciones GPA

- 2.5.1. GPA 2166, Obtaining Natural Gas Samples For Analysis By Gas Chromatography, 2017.
- 2.5.2. GPA 2172, Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer, 2014.
- 2.5.3. GPA 2261, Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography, 2019.
- 2.5.4. GPA 2286, Method For The Extended Analysis Of Natural Gas And Similar Gaseous Mixtures By Temperature Programmed Gas Chromatography, 2014.
- 2.5.5. GPA 2377, Test For Hydrogen Sulfide And Carbon Dioxide In Natural Gas Using Length Of Stain Tubes, 2014.
- 2.5.6. GPA 2199, Determination of Specific Sulfur Compounds by Capillary Gas Chromatography and Sulfur Chemiluminescence Detection, 1999.

CAPÍTULO 3 – DEFINICIONES

Área de calidad: Área en que la calidad del gas es uniforme y por lo tanto se cumplen las condiciones previstas en el “Criterio de Punto de Entrega Único” establecido en esta norma.

Almacenaje: La actividad de mantener el gas en instalaciones distintas a los ductos, durante un período de tiempo, incluyendo la inyección, el depósito y el retiro de gas y, en su caso, la licuefacción y regasificación del gas.

Análisis de gas: Métodos de ensayo y otras técnicas empleados para determinar la composición y las propiedades del gas, como se establece en esta norma.

Calidad de gas: Características que debe tener un gas natural para tener cualidades adecuadas para su utilización segura como combustible. La calidad del gas natural se define por su composición y las propiedades físicas establecidas en esta norma.

Composición de gas: Concentración de los componentes del gas natural analizado.

Composición molar: Es el término utilizado para expresar la proporción molar de un componente, se puede expresar como una fracción molar o un porcentaje molar del total.

Condiciones de referencia: Son las condiciones de presión y temperatura (101,325 kPa absolutos y 15 °C) a las cuales se deben determinar las características o propiedades del gas natural.

Densidad: Relación entre masa y volumen de una muestra en condiciones especificadas de presión y temperatura.

Densidad relativa: La densidad de un gas dividida por la densidad del aire seco de composición determinada, a las mismas condiciones especificadas de presión y temperatura. El término densidad relativa ideal se aplica cuando ambos, el gas y el aire son considerados como fluidos que cumplen la ley de los gases ideales, el término densidad relativa real se aplica cuando ambos, el gas y el aire, se consideran como fluidos reales.

Día Operativo (DO): Desde las 6:00 h del día n, hasta las 6:00 h del día n+1, en el que se realizan las operaciones de gas.

Gas crudo: Es el gas natural tal como es extraído del yacimiento, que incluye diversas cantidades de hidrocarburos pesados (que pueden condensarse en condiciones normales de presión y temperatura), vapor de agua, compuestos de azufre, dióxido de carbono, nitrógeno, etc. El gas crudo no resulta adecuado para su medición, distribución y uso directo por la mayoría de los consumidores, por lo que debe ser previamente enviado a las plantas de procesamiento antes de su ingreso a los sistemas de transporte o distribución.

Gas importado: Gas natural comercializado en forma gaseosa en un punto del territorio nacional, por parte de una persona física o jurídica que lo adquiere en el mercado internacional.

Gas natural: Conjunto de compuestos químicos en el que predominan los hidrocarburos de bajo peso molecular (principalmente metano), extraídos del subsuelo y que en un rango amplio de presión y temperatura se encuentra en estado gaseoso. Se produce a partir del procesamiento del gas crudo o a partir del gas natural licuado y, si es necesario, se mezcla para obtener un gas adecuado para uso directo, principalmente como combustible.

Gas natural comprimido (GNC): Gas natural sometido a una presión de entre 200 y 250 bar, con el fin de reducir su volumen, facilitando su Almacenaje y transporte.

Gas natural licuado (GNL): Gas natural que, luego de ser procesado, ha sido licuado (a temperatura del orden de los 160 °C bajo cero y a presión levemente superior a la atmosférica) para su almacenamiento o transporte. El GNL reduce en unas 600 veces el volumen ocupado por el gas natural en su estado gaseoso. El GNL, para su utilización, se revaporiza y se introduce en las redes de transmisión y distribución de gas natural.

Gasoducto virtual: Es un sistema que hace posible el transporte terrestre, marítimo y fluvial de GNC y GNL a lugares donde no existen redes de ductos convencionales, mediante el empleo de camiones-cisterna y barcos metaneros.

Intercambiabilidad: Medida del grado en que las características de combustión de un gas se asemejan a las características de otro. Se considera que dos fuentes de gas son intercambiables cuando se puede sustituir una fuente de gas de ciertas características por otra de características diferentes, sin afectar la operación de combustión del gas en el artefacto o instalaciones que utilizan ese combustible.

Índice de Wobbe (IW): Es una medida del calor entregado por el gas natural a los artefactos a gas, derivada de la ecuación de flujo por un orificio. Se define como el poder calorífico superior, expresado en base volumétrica, en Condiciones de referencia especificadas, dividido por la raíz cuadrada de la densidad relativa en las

mismas Condiciones de referencia especificadas. El calor entregado por gases naturales de diferentes composiciones es el mismo si ambos gases tienen el mismo índice de Wobbe y son utilizados a la misma presión.

Líquidos del gas natural (LGN): Hidrocarburos contenidos tanto en el gas crudo como en el gas natural que pueden ser extraídos o separados de él, almacenados, transportados y comercializados en estado líquido.

Metro cúbico o metro cúbico estándar (m³): El volumen que ocupa un metro cúbico de gas cuando tal gas se encuentra a una temperatura de 15 °C, y a una presión absoluta de 101,325 kPa.

Odorización: El gas natural es inodoro por lo que resulta necesario agregar un agente odorante en la alimentación de la red de distribución por razones de seguridad. La odorización permite la detección del gas mediante el olfato aún en bajas concentraciones.

Operador relacionado al punto de recepción: Aquel responsable de la coordinación en los puntos de recepción en donde ingrese más de un Productor, asumiendo éste las responsabilidades previstas para el Productor en la presente norma.

Poder calorífico: Cantidad de calor que es liberado por la combustión completa en aire de una cantidad especificada de gas, de manera tal que la presión a la cual ocurre la reacción permanezca constante, y todos los productos de la combustión estén a la misma temperatura de los reactivos.

El poder calorífico superior y el poder calorífico inferior, los cuales difieren entre sí en el calor de condensación del agua formada en la combustión, se pueden expresar en base molar, másica o volumétrica. Para la base volumétrica la presión y la temperatura deben establecerse en las Condiciones de referencia.

El poder calorífico también se puede denominar como "seco" o "húmedo", dependiendo de la cantidad de vapor de agua que contiene el gas previo a la combustión.

En esta norma, el poder calorífico se expresa como poder calorífico superior, seco y en base volumétrica en las Condiciones de referencia.

Procesamiento del gas: Procesos que se refieren tanto al acondicionamiento y/o tratamiento del gas crudo como a la extracción de hidrocarburos de mayor valor económico (como ser propano y butanos) y a la licuefacción del gas natural.

Punto de rocío del agua: Temperatura, correspondiente a una presión dada, por encima de la cual no ocurre condensación de agua. Para cualquier presión por debajo de la presión especificada no hay condensación a dicha temperatura.

Punto de rocío de hidrocarburos (PRHC): Temperatura, correspondiente a una presión dada, por encima de la cual no ocurre condensación de hidrocarburos. En un proceso a temperatura constante, para un punto de rocío dado, existe un rango de presión dentro del cual ocurre condensación. No obstante, existe un punto de rocío por encima y por debajo del cual no ocurre condensación cualquiera sea la presión. Este punto se denomina "cricondentherm". Es también la máxima temperatura a la que se puede observar condensación de hidrocarburos.

Sistema aislado: Sistema de gas natural no interconectado a los sistemas troncales de transporte y distribución.

CAPÍTULO 4 – LINEAMIENTOS BÁSICOS

4.1. Operador Relacionado de Punto de Recepción

Para el caso que existan dos o más productores en un mismo punto de recepción, deberán acordar la designación de una persona física o jurídica que se desempeñe como "Operador Relacionado de Punto de Recepción", asumiendo éste las responsabilidades previstas en la presente norma. Producida la designación, la misma deberá ser comunicada a la Transportista o Distribuidora según corresponda y éstas al ENARGAS.

4.2. Puntos de Verificación de Calidad

Las verificaciones de Calidad de Gas se efectuarán en los puntos que a continuación se detallan:

4.2.1. Puntos de Recepción: Son los puntos de ingreso al sistema de transporte (PIST), pactados entre las Transportistas con cada Cargador en sus Contratos de Transporte, donde se medirá la calidad del gas inyectado por cada Productor.

4.2.2. Puntos de Entrega: Son los puntos, pactados entre las Transportistas con cada Cargador, donde se verificará la calidad del gas entregado. Todos los puntos de transferencia, sean puentes o fronteras entre licenciatarias, serán considerados Puntos de Entrega a los efectos de esta norma.

4.2.3. Puntos Interiores de Red: Son los puntos representativos del sistema de distribución, ubicados por las Distribuidoras y Subdistribuidoras en sus redes.

Cuando la inyección del Productor se produzca en forma directa a un sistema de distribución (PISD), corresponderá aplicar a la Distribuidora o Subdistribuidora las definiciones antes descriptas para la Transportista.

4.3. Criterio de Punto de Recepción Único

Se podrá considerar una única inyección, a dos o más puntos de recepción de un mismo Productor, distantes entre sí 500 metros o menos. Este criterio quedará sujeto a los límites establecidos en los requisitos básicos del Cuadro de Especificaciones de Calidad de Gas y a la aceptación del Transportista, bajo su exclusiva responsabilidad.

La composición del gas y las propiedades físicas del "Punto de Recepción Único", se computarán como el promedio ponderado de las inyecciones individuales o mediante medición directa aguas abajo de aquellas.

4.4. Criterio de Punto de Entrega Único

Se define como Punto de Entrega Único, a los puntos de entrega que pertenecen a una misma Área de calidad, que están vinculados inequívocamente a un único tramo de gasoducto.

Se considerarán tramos distintos de gasoducto, el troncal y el/los paralelo/s cuando exista la posibilidad de tener diferentes calidades de gas en cada uno de ellos.

Cuando resulte de aplicación el Criterio de Punto de Entrega Único, se podrá utilizar la medición de los parámetros de la calidad del gas circulante por ese tramo de gasoducto, como representativa de los puntos de entrega.

Este criterio no obsta de efectuar verificaciones que deban realizarse en los puntos interiores de las redes abastecidas.

4.5. Cargamentos de GNC o GNL

El gas natural proveniente de cargamentos de GNC o GNL, descargado de gasoductos virtuales o buques metaneros, que una vez regulados o vaporizados ingresen a los sistemas de transporte o distribución, deberán contar con el certificado de origen que informe su calidad de gas.

Lo mencionado en el párrafo anterior, no obsta a que se realicen las verificaciones de rigor a cargo del Transportista o Distribuidor involucrado conforme 4.7.2.

NOTA: Cuando los cargamentos se conecten a sistemas de transporte o distribución, los puntos de verificación calidad del gas deben considerarse puntos de recepción, en tanto que para los cargamentos se conecten en forma directa a las instalaciones de un Cargador, los puntos de verificación calidad del gas deben considerarse puntos de entrega.

El Transportista o Distribuidor involucrado deberá contar con el certificado de origen con la mayor antelación posible para una mejor administración de la calidad del gas de su sistema.

4.6. Recepciones de gas no convencional

Aquellos gases que, sin ser gas natural, como el gas sintético o el gas procedente de fuentes no convencionales como el biogás u otros tipos de gases, podrán ingresar a los sistemas de transporte y/o distribución de gas natural, siempre que, consistan primordialmente en metano; y que resulte técnicamente posible y segura su inyección.

Para ello, quien pretenda el ingreso, deberá contar con el consentimiento del Transportista o Distribuidor que opere el sistema en cuestión y cumplir con todos los estándares de calidad para el gas natural, establecidos en esta norma.

No obstante, el ingreso de estos gases estará condicionado a la evaluación del riesgo que otros posibles componentes minoritarios presentes en estos gases, puedan representar para la salud de las personas o para la integridad de las instalaciones o aparatos de consumo.

4.7. Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas

Un Productor que desee inyectar gas al sistema de transporte, que no cumpla con los requisitos básicos establecidos en la Tabla 1, pero que se encuentre dentro de los límites flexibilizados establecidos en 7.1, deberá previamente celebrar con la Transportista involucrada Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas. Este gas se denominará “Gas en Condición Flexibilizada”, mientras que el gas aportado para corregir la Calidad del Gas en Condición Flexibilizada, se denominará “Gas de Corrección”.

Siguiendo el criterio de máxima utilización del recurso energético disponible, se propiciará el ingreso de todo volumen de gas que cumpla con la calidad mínima indispensable, por lo cual toda calidad excedente y disponible en los sistemas de transporte y distribución deberá ser aprovechada en todo lo posible. En razón de ello, los Productores no podrán negar su autorización para que se utilice la calidad excedente y que ellos no requieran para la celebración de acuerdos, salvo que cuenten con fundamentos que justifiquen su negativa.

El Transportista que realice los Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas con un Productor, deberá asegurar que se cumplan las siguientes condiciones:

- a) Que exista disponibilidad de Gas de Corrección suficiente en el sistema de transporte aguas arriba del Punto de Recepción.
- b) Que el/los Productor/es que aportan el gas de corrección sea/n notificado/s por el Transportista respecto al empleo de ese gas como Gas de Corrección para la celebración de un eventual Acuerdo entre el Transportista y otro Productor.

En razón de ello, el Transportista tendrá el rol de Administrador de los Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas relativos a su sistema, velando por su cumplimiento tanto en las cuestiones operativas, como en las administrativas formales.

Sin perjuicio de lo anterior, el Productor que estuviera inyectando el Gas de Corrección no será responsable por los inconvenientes que el Acuerdo de Corrección pudiera presentar, pudiendo asimismo realizar sus reservas del caso. Sin embargo, no podrán rehusarse a refrendar Acuerdos de Corrección de manera infundada.

Si bien un Productor podrá celebrar un Acuerdo de Corrección de Calidad de Gas utilizando aportes propios como Gas de Corrección, dicho Acuerdo deberá ser confirmado y rubricado por el Transportista involucrado.

Si un Productor tuviera comprometido su aporte de gas como Gas de Corrección para un Acuerdo de Corrección de Calidad de Gas de otro Productor y lo requiriera como Gas de Corrección para realizar otro Acuerdo de Corrección de Calidad de Gas, el referido Productor deberá notificar al Transportista con una anticipación mínima de treinta (30) días, de forma tal que éste efectúe una nueva asignación de Gas de Corrección que estuviera disponible para continuar con el Acuerdo de Corrección original o, si resultara necesario, interrumpir el ingreso de los volúmenes aportados por el otro Productor. Es decir, siempre tendrá prioridad para celebrar Acuerdos de Corrección, el Productor que inyecte el gas con la mejor calidad.

Si llegado el caso, surgiera que la mezcla transportada llegara al límite de sus especificaciones de calidad, el Transportista deberá efectuar un prorrateo entre aquellos que aportan Gas en Condición Flexibilizada, permitiendo el ingreso de todo

nuevo Productor que quisiese ingresar gas en tales condiciones, siempre y cuando éste disponga de un Acuerdo de Corrección de Calidad de Gas.

En todos los casos e independientemente del momento en que se realice la solicitud del ingreso, el Transportista no podrá actuar discriminatoriamente, debiendo dar igual oportunidad a todo Productor que así lo requiriese.

En línea con lo indicado en el punto anterior, cuando una Transportista efectúa un Acuerdo de Corrección bajo su exclusiva responsabilidad, deberá notificar a los Productores que aportan el gas de corrección a los efectos de su difusión y conocimiento, debiendo remitir copia de dichas notificaciones al ENARGAS junto con el Acuerdo de Corrección rubricado.

4.7.1. Requisitos de los Acuerdos de Corrección de calidad de gas

Los Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas deberán contener como mínimo:

- a) Plazo de vigencia: El período por el cual se encontrará en vigor un Acuerdo de Corrección de Calidad de Gas será de 12 meses, pudiendo ser renovado por periodos anuales en caso de mantenerse las condiciones de ingreso.
- b) Condiciones de ingreso del gas en condición flexibilizada: Deberá especificar Punto de Recepción, composición química del gas, propiedades físicas del gas y caudal máximo a inyectar.
- c) Condiciones de ingreso del gas de corrección: Deberá especificar Punto de Recepción, composición química del gas, propiedades físicas del gas y caudal mínimo a inyectar.
- d) Condiciones de la mezcla resultante: Deberá especificar composición química del gas mezcla, propiedades físicas del gas mezcla y la relación máxima y mínima de caudales permitidos entre el gas en condición flexibilizada y el gas de corrección que garantice que el gas resultante cumpla con los requisitos de la Tabla 1.
- e) Orden de prelación de los cortes o reducción de la inyección: cuando comprendiese/n más de un Punto de Recepción en Condición Flexibilizada y ante la verificación de que el gas natural mezclado no cumpla con los requisitos básicos del Cuadro de Especificaciones de Calidad de Gas. Ello, a los efectos de una equitativa asignación del Gas de Corrección, sobre todo en aquellos casos donde la vena fluida dentro del sistema esté llegando al límite en su capacidad de corrección, el Acuerdo a rubricar por las partes deberá indicar expresamente los procedimientos de prorrateo pertinentes para la asignación de dicho gas.

Asimismo, podrán incluirse otras condiciones o compromisos que las partes consideren.

4.7.3. Pautas que rigen a los Acuerdos de Corrección

- i. La obligación de los Productores de notificar a la Transportista involucrada y al/los Cargador/es afectado/s acerca de eventuales desvíos a los límites máximos especificados en cada Acuerdo de Corrección.
- ii. Las compensaciones que pudieren derivarse de los Acuerdos de Corrección, por la inyección de Gas en Condición Flexibilizada, no serán consideradas parte del precio del gas natural.
- iii. Si por alguna circunstancia la mezcla resultante no cumpliera con las especificaciones de calidad establecidas en el Acuerdo, el Productor que ingresa el gas en condición flexibilizada quedará obligado a solicitud del Transportista a disminuir el caudal inyectado de manera tal que la mezcla resultante se ajuste a lo especificado.
- iv. La suscripción de los Acuerdos de Corrección deberá realizarse en forma previa al ingreso de gas en condición flexibilizada por parte del Productor interesado.
- v. El Transportista supervisará el cumplimiento de las formalidades del Acuerdo y dentro de los diez (10) días de suscripto remitirá una copia al ENARGAS.
- vi. Una vez firmado el Acuerdo, la Transportista será responsable de su control diario.
- vii. Toda variación en la calidad del gas que dio origen al Acuerdo y que perdure más allá de los sesenta (60) días corridos, podrá ser motivo de caducidad del mismo. En tal caso, las partes deberán evaluar nuevamente las condiciones de ingreso y refrendar un nuevo Acuerdo, o revocarlo y ajustarse a las condiciones básicas establecidas en la Tabla 1.
- viii. Cuando los Acuerdos de Corrección sean celebrados por un Distribuidor corresponderá aplicarle las disposiciones antes descriptas para el Transportista.

4.7.4. Costos de Verificación del Cumplimiento de los Acuerdos de Corrección y de la Calidad del Gas Mezcla

Los gastos administrativos ocasionados por los Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas y los costos asociados a su implementación y seguimiento, serán soportados por el Productor que ingrese el gas en condición flexibilizada.

Lo anterior incluirá la instalación de instrumental específico (para el seguimiento de una variable de control de calidad de gas) acorde a las necesidades del Punto de verificación, así como la modificación de instalaciones existentes (en materia de medición, calidad de gas, transferencia, regulación, separación y/o calentamiento) cuando la necesidad de controlar la calidad del gas transportado así lo requiriese.

Los requerimientos para el instrumental o las instalaciones serán similares a los de instalaciones semejantes, ya existentes a menos que resulte necesario un grado de control superior, en función de la variable a controlar y su potencial impacto en las entregas.

4.7.5. Recepciones directas del Sistema de Distribución

Para el caso que un Productor desee inyectar Gas en Condición Flexibilizada directamente al sistema de una Licenciataria de Distribución, deberá celebrar un Acuerdo de Corrección con la Distribuidora/Subdistribuidora correspondiente en la medida que exista disponibilidad de Gas de Corrección en el sistema y bajo las mismas consideraciones realizadas precedentemente para las Transportistas.

4.7.6. Inspección Interna y/o Reparaciones

Toda reducción de capacidad de transporte motivada por tareas de inspección interna de gasoductos o reparaciones programadas, en un todo de acuerdo a lo determinado por la reglamentación vigente, facultará a la/s Transportista/s a requerir la suspensión o la limitación de los Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas, a fin de adecuar las inyecciones al gasoducto en el tramo afectado por la inspección o reparación.

4.7.7. Período de transición

Para el caso de Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas existentes a la fecha de entrada en vigencia de esta Reglamentación, las partes involucradas deberán adecuarlos a la presente norma en un plazo no mayor a noventa (90) días.

4.8. Responsabilidades

Se establece el siguiente régimen de responsabilidades:

- 4.8.1.** Los Productores son responsables de la calidad del gas y de la administración de los volúmenes de inyectados en los puntos de recepción.
- 4.8.2.** Los Transportistas y aquellas Distribuidoras que reciben inyecciones directas de gas de parte de un Productor a través de un PISD, son responsables de verificar la calidad del gas en los puntos de recepción.
- 4.8.3.** Los Transportistas y/o Cargadores son responsables de verificar la calidad de gas en los puntos de entrega.
- 4.8.4.** Cuando el Cargador mencionado en 4.8.3 sea un Distribuidor o Subdistribuidor, será además responsable de medir la calidad del gas en los puntos interiores de red.
- 4.8.5.** Los Transportistas y/o Cargadores, tendrán la obligatoriedad de remitir al ENARGAS, en un plazo no mayor de diez (10) días, copia de los Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas que se hubieran celebrado.
- 4.8.6.** Los Productores son responsables de notificar cualquier desvío en la calidad del gas inyectado, debiendo remitir a la Transportista un informe pormenorizado y fehacientemente documentado de lo ocurrido, en no más de dos (2) horas de producirse el desvío de calidad del gas.

- 4.8.7. Ante la presencia de gas fuera de especificación, la Transportista debe realizar las notificaciones correspondientes y administrar los volúmenes ingresados y entregados en su sistema para minimizar el impacto en sus Cargadores.
- 4.8.8. En los casos que debido a la inyección de gas fuera de especificación, la mezcla del gas a ser transportado en el sistema se apartara de las especificaciones establecidas en la Tabla 1, la Transportista deberá notificar al Cargador para que reformule su nominación de aquel gas, remitiendo al ENARGAS un informe circunstanciado de lo actuado.
- 4.8.9. Sin perjuicio de lo anterior, la Transportista estará habilitada a rechazar las nominaciones, a fin de impedir o reducir el acceso de gas fuera de especificación, si estimara que el mismo compromete la seguridad de su sistema, debiendo notificar inmediatamente tal situación (dentro de las veinticuatro (24) horas de ocurrido) al Cargador y al Productor correspondiente, remitiendo al ENARGAS un informe circunstanciado de lo actuado.
- 4.8.10. Si pese a la notificación, el Cargador continuara nominando gas al Productor que fuera responsable de dichos desvíos, será pasible de sanciones.
- 4.8.11. En el caso que el Cargador nomine una cantidad de gas tal que contemple la reducción necesaria al Productor que está inyectando gas fuera de especificación, y este último no acatare la disminución, dicho Productor será pasible de sanciones.
- 4.8.12. Las responsabilidades que se establecen en el presente, son sin perjuicio de aquellas contractuales que cada uno de los actores haya asumido en forma particular y, especialmente, de las que les caben a los Comercializadores, como sujetos de la Ley (Ley 24.076, Capítulo V. Artículo 9), en lo que hace a la calidad del gas que comercializan.

4.9. Sistema en Estado de Emergencia

No obstante, lo detallado en el apartado 4.8, Cuando los sistemas de transporte, distribución, o ambos, sean declarados en condiciones de emergencia, de acuerdo con lo previsto en la NAG 601, el Comité de Emergencias podrá, como último recurso y sólo a efectos de satisfacer demanda ininterrumpible, permitir el ingreso de gas natural fuera de especificación, mientras dure la situación de emergencia.

CAPÍTULO 5 – ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL EN CONDICIONES BÁSICAS

El gas que ingrese en los sistemas de transporte y distribución deberá cumplir con las especificaciones indicadas en la Tabla 1.

Estas especificaciones serán de cumplimiento tanto para los Productores, Transportistas, Distribuidores, Subdistribuidores, Almacenadores u otro actor que se incorpore en la industria del gas, todo ello, para garantizar la calidad del producto entregado a los consumidores.

Tabla 1– Especificaciones de calidad de gas natural en condiciones básicas

Parámetro	Unidad	Condición básica	Referencia de control
Dióxido de carbono (CO₂)	% molar	2 (5.1)	ASTM D 1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6852
Total de inertes (CO₂ + N₂)	% molar	4 (5.2)	ASTM D 1945 / GPA 2261 / ISO 6976 / IRAM-IAP A 6852
Oxígeno (O₂)	% molar	0,2	ASTM D 1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6852
Vapor de agua (H₂O)	mg/m ³	65	ASTM D 1142 / IRAM-IAPG A 6856
Sulfuro de hidrógeno (SH₂)	mg/m ³	3	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860
Azufre entero (S_{TOT})	mg/m ³	15	GPA 2377 IRAM-IAPG A 6860 / IRAM-IAPG A 6861
Punto de rocío de hidrocarburo (PRHC)	°C	<-4 @ 5500 kPa	GPA 2286 y Ecuación de Estado
Poder calorífico superior (PCS)	kcal/m ³	8850 – 10200	GPA 2172 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854 / ASTM D3588
	MJ/m ³	37,04 – 42,70	
Índice de Wobbe (IW)	kcal/m ³	11300 – 12470	ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854
	MJ/m ³	47,30 – 52,20	
Partículas sólidas y líquidas	-	(5.3)	Ver 6.9
Temperatura máxima	°C	50	-

- 5.1.** Este valor límite podrá ser superado con acuerdo del Transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior a 2,5% molar.
- 5.2.** Este valor límite podrá ser superado con acuerdo del Transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior a 4,5% molar.
- 5.3.** El gas estará técnicamente libre de arena, polvo, gomas y otras sustancias indeseables que pudieran ser separadas del gas, como los productos químicos utilizados en el Procesamiento del gas (aminas, glicoles, antiespumantes, etc.) y aceites lubricantes de equipos compresores, como así también de otros sólidos (con un tamaño superior a 5 micrones) o líquidos que lo tornarían no comerciable o causarían daño o interferirían con la correcta operación de las cañerías, reguladores, medidores y otros dispositivos a través de los cuales fluye; y no contendrá sustancia alguna no contenida en el gas desde el momento de su producción, con excepción de aquellos que pudieran ser necesarios para el transporte y la entrega del gas, siempre que éstas no provoquen que el fluido deje de cumplir con especificaciones de calidad dispuestas en la presente reglamentación. Técnicamente libre significa que los componentes mencionados no son detectables o cuantificables con los métodos disponibles, bajo condiciones reales.
- Por dicha razón y a los efectos de preservar los sistemas de Transporte y Distribución, todo Punto de Recepción y/o Punto de Entrega deberá contar con un sistema de separación y filtrado de partículas sólidas y líquidas adecuado y de máxima eficiencia, capaz de cumplir con todas las exigencias que el fabricante indique como necesarias para lograr la pureza indicada en la corriente gaseosa.

CAPÍTULO 6 – MUESTREO Y METODOS DE DETERMINACIÓN

Se considerará que el gas natural en los sistemas de transporte y distribución cumple con las especificaciones de calidad definidas en el "Cuadro de Especificaciones de Calidad de Gas", cuando no se registren desvíos respecto de los parámetros establecidos en la Tabla 1, en los valores medidos o determinados de acuerdo a la metodología aquí expresada.

A tal efecto, serán considerados los valores promedio del Día operativo o periódicos de las determinaciones o mediciones realizadas, según corresponda, de conformidad con los puntos del presente documento.

Para todos los casos, las versiones válidas de las normas indicadas en cada método de determinación, serán las vigentes de las normas indicadas en cada caso.

Para el caso en que se requiera adoptar valores de las constantes físicas correspondientes a los componentes del gas natural, o tablas de contenido de vapor de agua en el gas natural, necesarios a los efectos del cálculo y que no estuviesen indicados en ninguna de las normas mencionadas a continuación, se utilizarán los indicados en el "ENGINEERING DATA BOOK", última edición.

6.1. Instalaciones para el muestreo

El muestreo del gas natural se debe realizar en los puntos acordados entre las partes interesadas, realizando los procedimientos de rutina conforme las buenas prácticas, para el propósito de los métodos de ensayo requeridos. La norma IRAM-IAPG A 6858 establece una guía para realizar el muestreo.

Los puntos definidos para la toma de muestras (según se indica en el apartado 4.2) deberán estar acondicionados al efecto, contando las instalaciones con los dispositivos necesarios y suficientes para obtener las mismas en forma adecuada. Las Licenciatarias deberán contar con los planos típicos de detalle para estas instalaciones donde consten los accesorios para la maniobra de muestreo (válvulas, conexiones, protecciones, forma de intervenir la vena fluida, etc.), como así también, con los procedimientos escritos para efectuar la operación, referencia a normas, etc.

La ubicación, registros operativos y frecuencia de análisis de los puntos interiores de red, serán establecidos por los Distribuidores y Subdistribuidores, conformes los criterios de control establecidos en el presente Capítulo y estarán a disposición del ENARGAS para su evaluación.

6.2. Análisis cromatográficos

La composición química del gas natural, en los sistemas de transporte y distribución, será determinada por cromatógrafos de línea o de laboratorio y se seguirá lo dispuesto al respecto en la norma IRAM IAPG 6862. En todos los casos, la toma de muestra se realizará en las instalaciones descriptas en 6.1.

La composición química del gas natural, en los puntos de recepción, será determinada por cromatógrafos online, y contarán con un muestreador continuo como sistema de respaldo. Aquellos puntos de inyección que ingresen con un volumen de hasta 50.000 sm³/día podrán determinar la calidad con muestreadores continuos proporcionales al caudal, previa conformidad con la Transportista/Distribuidora, siempre que un desvío de calidad de gas de dichos puntos de inyección no configure una situación crítica en puntos de entrega aguas abajo de los mismos.

La determinación analítica de la composición del gas se realizará según los procedimientos establecidos por las normas ASTM D 1945, GPA 2261 o IRAM-IAPG A 6862 y la GPA 2286 para análisis extendido. En cuanto a las muestras involucradas, se tomarán de acuerdo a las recomendaciones establecidas por el fabricante del muestreador y por las normas ASTM D 5287 o ISO 10715 o IRAM- IAPG A 6858 o GAP 2166.

6.2.1. Puntos de verificación de calidad con cromatógrafo “on-line” disponible

En aquellos puntos donde se cuente con un cromatógrafo operando en forma “on-line”, el valor de las mediciones realizadas por éste estará disponible en tiempo real.

La información en los Puntos de Recepción deberá estar disponible (en tiempo real) para el Transportista.

La información correspondiente tanto a los Puntos de Entrega como a los Puntos de Recepción, deberá estar disponible para el Cargador, teniendo éste el derecho de

contar con la información del Día operativo anterior, la cual se solicitará a la Transportista/Distribuidora, según corresponda.

Hasta tanto los valores de las mediciones no pudieran ser transmitidos, el Transportista/Cargador requerirá al Productor/Transportista el reporte del cromatógrafo en el que conste el promedio diario y los valores promedio horarios. Dicha información se enviará antes de las 14:00 horas del día siguiente.

En el caso que el cromatógrafo presente falta de datos o fallas detectadas de funcionamiento y no pueda analizar y/o almacenar la información de la calidad del gas, ésta podrá ser obtenida a través del sistema de respaldo instalado, analizando la muestra mediante otro cromatógrafo online o de laboratorio. Asimismo, se podrán utilizar promedios ponderados por el volumen, determinados en otros cromatógrafos que resulten representativos de la corriente de gas resultante. Tal situación deberá ser aclarada al momento de informar dicha calidad de gas.

La referida información estará disponible por defecto dentro de las 72 horas a partir de la detección de la falla del equipo. No obstante, el plazo podrá ampliarse si hubiese motivos atendibles y sustentados técnicamente por la Transportista.

6.2.2. Puntos de verificación de calidad con muestreo periódico continuo

En los puntos con muestreadores continuos, se obtendrá una muestra periódica proporcional al caudal, la que será analizada por cromatografía gaseosa. La frecuencia de realización de los análisis estará documentada y registrada para su verificación.

Para bajos caudales de gas podrá configurarse el muestreador continuo con un tiempo máximo de toma de muestras.

Cuando no se cuente con respaldo de medición de caudal y el punto donde se encuentre instalado el muestreador sea representativo de la calidad del gas a verificar, se podrá instalar un muestreador continuo proporcional al tiempo.

El Productor/Transportista/Distribuidor que prevea instalar dicho muestreador continuo proporcional al tiempo, deberá presentar ante el ENARGAS, una justificación detallada y la aprobación de la contraparte.

El Transportista/Cargador deberá contar con el resultado de la cromatografía correspondiente al período en cuestión, dentro de las veinticuatro (24) horas subsiguientes a la extracción de la muestra.

En el caso que el muestreador presente alguna dificultad operativa o fallas detectadas de funcionamiento o el resultado del análisis no sea confiable y no pueda utilizarse la información de la calidad del gas, se podrán utilizar promedios ponderados por el volumen, determinados en otros cromatógrafos y/o muestreadores que resulten representativos de la corriente de gas resultante. Dicha situación deberá ser aclarada al momento de informar la calidad de gas.

6.2.3. Control operativo: muestreo puntual

Se podrá utilizar esta metodología exclusivamente para un seguimiento operativo de la calidad de gas, para la realización de contrastes, auditorías por parte del ENARGAS y/o suplir eventuales fallas en los sistemas “on-line”, esto último con una frecuencia adecuada.

La toma de muestras se realizará conforme a las recomendaciones establecidas en las normas GPA 2166 o IRAM-IAPG A 6858 y la determinación analítica de la composición del gas seguirá los lineamientos de la normativa expresada en la norma IRAM-IAPG A 6862.

6.3. Cálculo del Punto de rocío de hidrocarburos (PRHC)

La determinación del PRHC a 5.500 kPa de presión absoluta, se hará en forma analítica a partir de la composición cromatográfica del gas y la ecuación de estado de Peng Robinson.

Se establece el siguiente criterio de extensión parafínica:

Análisis cromatográfico con extensión hasta C6+: se considerará el porcentaje molar de cada componente desde metano hasta pentanos, con una apertura del C6+ en nC6, nC7 y nC8+. Los porcentajes relativos de cada uno de estos componentes se determinarán, para cada punto de muestreo en particular, de acuerdo a los resultados de los análisis extendidos hasta C8+, sin inversión de flujo, que se llevarán a cabo periódicamente y en una cantidad que dependerá de la condición operativa de cada punto en cuestión, siendo su frecuencia de realización como mínimo:

- a) una vez cada tres meses para aportes con puntos de rocío de hidrocarburos mayores que -10°C .
- b) una vez cada seis meses para aportes con puntos de rocío entre -10°C y -20°C .
- c) una vez por año para aportes con puntos de rocío de hidrocarburos menores a -20°C y/o que no contengan pentanos y superiores en su análisis cromatográfico.

Los análisis extendidos se realizarán en laboratorios acordados mutuamente por las partes, calibrando los cromatógrafos con patrones estándar o, en su defecto, con materiales de referencia certificados conteniendo hidrocarburos parafínicos desde metano hasta normal pentano, nC6, nC7 y nC8.

Análisis cromatográfico con extensión hasta C9+: se considerará el porcentaje molar de cada componente desde metano hasta octanos, asimilando el porcentaje molar de nonanos y superiores al N-Octano.

6.3.1. Puntos de verificación de calidad con cromatógrafo “on-line” disponible

Se considerará la composición de gas promedio-Día operativo determinada por el cromatógrafo, para el cálculo posterior del PRHC.

6.3.2. Puntos de verificación de calidad con muestreo periódico continuo

Se utilizará la composición obtenida para el período analizado, para la determinación del PRHC correspondiente a este período.

6.3.3. Determinación operativa del PRHC

La determinación del PRHC por medio del método de Bureau of Mines deberá utilizarse para control operativo. En este caso, cuando las presiones operativas sean distintas a los 5500 kPa, no deberá detectarse presencia o formación de líquidos en

la temperatura especificada en la Tabla 1 o en el Acuerdo de Corrección correspondiente (en caso de gas flexibilizado) a la presión manométrica en que se encuentre operando el punto de verificación.

6.4. Determinación de la composición molar de nitrógeno y dióxido de carbono

Siguiendo lo dispuesto en el apartado 6.2, se considerará el promedio-Día operativo de los porcentajes molares de nitrógeno y dióxido de carbono obtenidos por cromatógrafo “on-line” y, en su defecto, se considerarán los porcentajes molares de nitrógeno y dióxido de carbono obtenidos por cromatografía gaseosa de las muestras correspondientes.

6.5. Determinación del oxígeno

Se determinará el porcentaje molar de oxígeno obtenido por medio de un método físico-químico instrumental convenido por las partes. En aquellos casos cuyos valores históricos (durante por lo menos 6 meses) de contenido de oxígeno sean superiores o iguales a 0,1 % molar, la evaluación será mensual; mientras que, si los contenidos de oxígeno son inferiores a 0,1 % molar, la frecuencia de la determinación será de por lo menos una vez cada seis (6) meses. En caso de determinarse por cromatografía gaseosa, se seguirá lo establecido al respecto en el apartado 6.2.

En caso de que el sistema estuviera recibiendo el aporte de gas sintético, plantas de propano – aire, este parámetro deberá ser verificado según lo establecido en la Resolución ENARGAS N.º I-831/09.

6.6. Determinación del contenido de vapor de agua

Para la determinación del contenido de vapor de agua en mg/m³ se utilizará el método del Bureau of Mines a presión de línea, de acuerdo al procedimiento establecido en la norma ASTM D 1142 o su equivalente IRAM-IAPG A 6856, o la norma ISO 6327.

Podrán ser utilizados higrómetros, portátiles o de línea, convenido entre las partes. No obstante, en caso de controversia o discrepancia en los valores así medidos, se utilizará el método del Bureau of Mines como método de referencia.

Las determinaciones se realizarán en los puntos de verificación de calidad de gas, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Puntos de Recepción: se hará con una frecuencia mínima diaria, pudiendo utilizarse higrómetros de tipo continuo (sistema de medición on-line). Esta frecuencia podrá reducirse o aumentarse en la medida que las características de la inyección lo justifiquen, previo acuerdo con la Transportista involucrada y bajo su exclusiva responsabilidad.

Los nuevos puntos de recepción deberán contar con un sistema de medición on-line que asegure como máximo un 10% de error. Para estos casos, el Productor verificará el equipo on-line mensualmente.

Aquellos puntos de inyección que ingresen con un volumen de hasta 50.000 sm³/día podrán prescindir del equipo de medición on-line previa conformidad con la Transportista/Distribuidora involucrada.

- b) Puntos de Entrega: se harán con una frecuencia mínima quincenal. Esta frecuencia podrá reducirse o aumentarse en la medida que las características de las entregas y/o las circunstancias así lo ameriten, previo acuerdo con el Cargador/Distribuidor involucrado.

En el caso que haya más de un Punto de Entrega que pertenezca a una misma Área de Calidad, se podrá realizar una única determinación en un punto representativo de aquella, para un determinado período. No obstante, los puntos de una misma Área de Calidad deberán rotarse de modo que la totalidad de los puntos cuenten con, al menos, una determinación cada tres (3) meses.

- c) Puntos Interiores de Red: se harán con frecuencia mínima quincenal y rotando los puntos de modo que la totalidad de las localidades abastecidas cuenten con, al menos, una determinación cada seis meses. Esta frecuencia podrá aumentarse o reducirse en la medida que las características de las entregas y/o las circunstancias así lo ameriten, previo acuerdo con el ENARGAS.
- d) Habilitaciones de Gasoductos: en donde se realice la construcción y/o reparación de algún gasoducto, ramal, y siempre que se efectúe una habilitación, se deberán tomar todos los recaudos a fin de asegurar una perfecta limpieza interior. Con relación al secado se seguirá según lo prescripto en la NAG124 y se establecerá un operativo para la determinación del contenido de vapor de agua hasta tanto se verifique que este parámetro se encuentre en especificación para las referidas instalaciones antes de ser habilitadas definitivamente. Los procedimientos y operaciones pertinentes quedarán debidamente documentados y registrados, y estarán a disposición del ENARGAS para su evaluación.

Las Transportistas, Distribuidoras y Subdistribuidoras involucradas en estas habilitaciones deberán avisar a los potenciales afectados por las maniobras, por escrito y con suficiente antelación, la realización de estos trabajos.

6.7. Determinación de compuestos de azufre

6.7.1. Sulfuro de hidrógeno

Se utilizará un instrumento específico, portátil o de línea, basado en principios físico-químicos convenido por las partes. Podrá utilizarse un instrumento cromático siguiendo los lineamientos de las normas GPA 2377 o IRAM-IAPG A 6860 salvo en los casos en los que se manifieste expresamente que debe utilizarse un método continuo.

6.7.1.1. Puntos de Recepción:

- a) Para aquellos casos con contenidos de SH₂ mayores o iguales a 1,5 mg/sm³ se hará con una frecuencia mínima diaria.

Se deben utilizar analizadores de tipo continuo:

- i. en inyecciones que superen los 100.000 sm³/d
 - ii. en inyecciones que pretendan ingresar en alguna de las condiciones señaladas en el capítulo 7 independientemente del caudal.
- b) Para aquellos casos con contenidos de SH₂ menores a 1,5 mg/sm³ y hasta 1 mg/sm³ se realizarán determinaciones quincenales.
 - c) Para aquellos casos con contenidos de SH₂ menores o iguales a 1 mg/sm³ y hasta 0,5 mg/sm³ se realizarán determinaciones mensuales.
 - d) Para aquellos casos con contenidos de SH₂ menores o iguales a 0,5 mg/sm³ se realizarán determinaciones trimestrales

Para los incisos b, c y d podrá utilizarse un instrumento cromático siguiendo los lineamientos de las normas GPA 2377 o IRAM-IAPG A 6860.

6.7.1.2. Puntos de Entrega:

- a) Para aquellos casos con contenidos de SH₂ mayores o iguales a 1,5 mg/sm³ se hará con una frecuencia mínima mensual.
- b) Para aquellos casos con contenidos de SH₂ menores a 1,5 mg/sm³ se realizarán determinaciones trimestrales.

En el caso que haya más de un Punto de Entrega que pertenezca a una misma Área de Calidad, se podrá realizar una única determinación en un punto representativo de aquella, para un determinado período. No obstante, los puntos de una misma Área de Calidad deberán contar con un plan de rotación documentado y registrado.

6.7.1.3. Puntos Interiores de Red definidos en el apartado 3.2.3 de esta Reglamentación:

- a) Para aquellos casos con contenidos de SH₂ mayores o iguales a 1,5 mg/sm³ se hará con una frecuencia mínima mensual.
- b) Para aquellos casos con contenidos de SH₂ menores a 1,5 mg/sm³ se realizarán determinaciones trimestrales.

En los Puntos Interiores de Red que pertenezcan a una misma Área de Calidad, se podrá realizar una única determinación en un punto representativo de aquella, para un determinado período. No obstante, los puntos que integran una misma Área de Calidad deberán contar con un plan de rotación documentado y registrado.

6.7.2. Determinación de azufre total entero

La determinación se hará por medio de un método o instrumental convenido por las partes de acuerdo a los lineamientos de la norma IRAM-IAPG A 6861.

Nota: La concentración de sulfuro de hidrógeno es parte de la concentración de azufre total entero.

Para el caso de puntos de verificación de calidad que cuenten con antecedentes de concentraciones de azufre total entero mayores de 10 mg/sm³ de gas, la periodicidad de la determinación será como mínimo mensual.

Para el caso de puntos de verificación de calidad que cuenten con antecedentes de concentraciones de compuestos de azufre total entero iguales o menores de 10 mg/sm³ de gas, la periodicidad de la determinación será como mínimo trimestral. En estos casos, a los efectos de un control operativo se podrá utilizar un instrumento cromático con ampollas adecuadas para determinación de otros compuestos por analogía, siguiendo los lineamientos de las normas GPA 2377 o IRAM – IAPG A 6860, con una frecuencia por lo menos semestral.

Para el caso de gas odorizado con compuestos azufrados, la frecuencia de las determinaciones será independiente de los antecedentes y será como mínimo mensual.

6.8. Determinación del Poder calorífico superior, Índice de Wobbe y Densidad relativa

El poder calorífico superior y la Densidad relativa del gas natural se calcularán por correlaciones a partir del análisis cromatográfico, según el método de cálculo descrito en las Normas GPA-2172, ISO 6976 o IRAM-IAPG A 6854. El valor así obtenido será el utilizado para transformar los volúmenes de gas medidos en energía, según sea la frecuencia de las mediciones mencionadas en el apartado 6.2.

Se establece el mismo criterio de extensión parafínica que el establecido en el apartado 6.3.

6.9. Partículas sólidas y líquidas

A los efectos de preservar los sistemas de Transporte y Distribución, todo Punto de Recepción y/o Punto de Entrega deberá contar con un sistema de separación y filtrado de partículas sólidas y líquidas adecuado y de máxima eficiencia, capaz de cumplir con todas las exigencias que el fabricante indique como necesarias para lograr la pureza deseada en la corriente gaseosa.

Dicho sistema de filtrado deberá contar con un instrumento indicador y un registro de presión diferencial, con el objeto de conocer en todo momento su desempeño. Asimismo, en el caso que aguas arriba no cuente con una planta de tratamiento de gas, deberá disponer de un dispositivo automático que bloquee el ingreso al gasoducto por un alto nivel de líquido en el separador. En el caso que no se cuente con un sistema de telesupervisión, se deberá realizar una verificación visual con una frecuencia adecuada, nunca inferior a una vez por mes.

Asimismo, se deberá cumplir en forma estricta con los programas de mantenimiento de acuerdo a los manuales de los fabricantes y a las variables operativas de los sistemas de transporte y distribución.

Cada vez que se inspeccionen, cambien o se realicen tareas en los sistemas de filtrado, se deberá dejar constancia escrita de las operaciones realizadas, debiendo registrarse los resultados de los análisis físicos y químicos de los sólidos y líquidos extraídos de los sistemas de filtrado, que tanto Transportistas como Distribuidoras deben realizar con la frecuencia que la operación de sus sistemas indiquen conveniente, pero sin sobrepasar un (1) año, con el objeto de conocer el estado de

las instalaciones y para identificar el material retenido en calidad y cantidad, es decir para determinar sus características físico - químicas tales como granulometría, composición, etc.).

Los registros de presión diferencial, rutina de verificación de los elementos filtrantes, estado de los mismos y demás datos relevantes de la operación y mantenimiento de los referidos equipos, tales como: peso de los elementos filtrantes en las fechas de colocación y remoción, volumen filtrado, etc., deben estar disponibles ante el requerimiento del ENARGAS y/o de las partes involucradas.

Durante la construcción de gasoductos y/o redes de distribución, se deberán tener cuidados especiales a los fines de impedir la entrada de sustancias que luego pudieran provocar irregularidades o deterioros en los sistemas de filtrado.

Se deberán consignar, en el manual de procedimientos, las precauciones a tener en cuenta después de las pruebas hidráulicas, dados los requerimientos adicionales que pueden ser necesarios en el filtrado.

6.10. Precisión y tolerancia de las determinaciones

Se utilizará para cada variable un criterio de aceptación en base a la precisión establecida por la Norma de aplicación indicada en el "Cuadro de Especificaciones de Calidad de Gas".

6.10.1. Contenido de vapor de agua

En virtud de no estar definida la precisión para esta determinación en la norma pertinente, la ASTM D 1142, se asume una precisión de +/- 1°C, similar a la establecida para la determinación del punto de rocío de hidrocarburos.

6.10.2. Poder calorífico, Densidad e Índice de Wobbe

Se establece una tolerancia del 0,5% en sus determinaciones.

Con respecto al factor de conversión para la "*Caloría a 15 °C*", se utilizará la equivalencia señalada en la norma IRAM 23:

1 kcal a 15°C {kcal15} ≈ 4,1855 kJoule {kJ} = 3,967088 BTU

6.10.3. Sulfuro de hidrógeno

La precisión en la determinación será la indicada por el instrumento y la tolerancia no será superior al 10%.

6.11. Auditoría y calibración de los instrumentos

Los instrumentos serán calibrados con gases de referencia estándar debidamente certificados, siguiendo las metodologías y periodicidad establecidas por el fabricante y las normas de aplicación. Si el Transportista o Cargador instalase equipos de control de calidad de gas en los puntos de verificación de calidad, ellos serán responsables de calibrar tales equipos como así también de informar con la debida anticipación a las restantes partes involucradas los cronogramas de calibración.

El Transportista/Cargador auditará los instrumentos del Productor/Transportista e informará, a las partes interesadas los cronogramas de dichas auditorías, al efecto de que estos puedan estar presentes durante la realización de ellas en caso que así lo requieran.

La frecuencia de calibraciones será establecida por las partes de acuerdo con las características propias de los equipos, teniéndose en cuenta lo descripto en el Reglamento del Servicio de las Licencias respectivas y lo estipulado por el fabricante, se podrán utilizar gases de referencia de trabajo con acuerdo de las partes.

De observarse desviaciones en los resultados y/o mal funcionamiento de los equipos, cualesquiera de las partes podrán solicitar la recalibración del mismo, independientemente de la frecuencia establecida.

Las precisiones admisibles serán las establecidas por las Normas de aplicación y las indicadas por el fabricante, tomando como referencias principales las normas ISO 6974, ASTM D 1945, GPA 2261 e IRAM-IAPG A 6852.

6.12. Verificación de las mediciones

El Transportista/Cargador podrá en todo momento auditar las mediciones de calidad de gas realizadas por el Productor/Transportista o realizar sus propias mediciones en presencia de las partes interesadas. De detectarse en este caso, desviaciones superiores a las establecidas en el apartado 6.10, los nuevos valores obtenidos serán considerados como los que corresponden desde la última medición realizada.

Si por motivos operativos (incorporación de nuevas baterías, yacimientos, etc.) se llegara a modificar alguno de los parámetros físico-químicos, los programas de las determinaciones se ajustarán a las frecuencias establecidas en el presente Capítulo, debiendo informarse al ENARGAS de tal situación.

6.13. Utilización de nueva instrumentación

Se aceptará la utilización de nuevos instrumentos que surgieran como consecuencia de nuevos desarrollos o nuevas tecnologías, para la determinación de los parámetros de calidad previstos por esta norma. Preferentemente, tales instrumentos deberán hallarse contemplados por una norma nacional o internacional. Sin embargo, no es conveniente descalificar un método de control y/o un instrumental específico y moderno que no estuviera normalizado. El objetivo debe ser que todo instrumental que pueda aplicarse en campo; y que tenga la precisión y la repetibilidad dentro de lo que establecen las normas y/o los estándares actualizados de la industria, puede aceptarse. Para ello, deberá realizarse una presentación al ENARGAS, con el detalle técnico y los registros que evidencien los resultados obtenidos en una escala de valores acorde a los requerimientos de esta norma, que cuenten con la homologación de un laboratorio acreditado.

CAPÍTULO 7 – ESPECIFICACIONES DE CALIDAD PARA RECEPCIONES EN CONDICIÓN FLEXIBILIZADA

7.1. Condición flexibilizada de ingreso

Sin perjuicio de lo indicado en el Capítulo 5, siguiendo el criterio de máxima utilización del recurso energético disponible, se propiciará el ingreso de todo volumen de gas que cumpla con la calidad mínima indispensable, por lo cual toda calidad excedente y disponible en los sistemas de transporte deberá ser aprovechada en todo lo posible.

Es por ello, que un Productor que no cumpla con las condiciones básicas de la Tabla 1, pero que se encuentre dentro de los límites flexibilizados establecidas en la Tabla 2, podrá inyectar gas a un sistema de transporte, pero deberá previamente celebrar Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas con el Transportista.

Tabla 2– Especificaciones de calidad de gas natural en condición flexibilizada de ingreso

Parámetro	Unidad	Condición básica	Referencia de control
Dióxido de carbono (CO₂)	% molar	Ver 7.1.1	ASTM D 1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6852
Total de inertes (CO₂ + N₂)	% molar	Ver 7.1.2	ASTM D 1945 / GPA 2261 / ISO 6976 / IRAM-IAP A 6852
Sulfuro de hidrógeno (SH₂)	mg/m ³	Ver 7.1.3	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860
Azufre entero (S_{TOT})	mg/m ³	Ver 7.1.4	GPA 2377 IRAM-IAPG A 6860 / IRAM-IAPG A 6861
Punto de rocío de hidrocarburo (PRHC)	“C	Ver 7.1.5	GPA 2286 y Ecuación de Estado
Poder calorífico superior (PCS)	kcal/m ³	Ver 7.1.6	GPA 2172 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854 / ASTM D3588
Índice de Wobbe (IW)	kcal/m ³	Ver 7.1.6	ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854

7.1.1. Los aportes en condición flexibilizada con contenidos de CO₂ entre 2,5% y 4% requerirán la presentación de un Acuerdo de Corrección de calidad de gas y la instalación de un higrómetro continuo en el punto de recepción.

En casos en los que por razones atendibles y bajo su exclusiva responsabilidad, la Transportista acceda a la solicitud de un Productor, y admita en su sistema de transporte aportes con contenidos de CO₂ superiores al 4%, será requisito la presentación de un Acuerdo de Corrección de calidad de gas que contenga:
 (i) un plan de acción que evidencie el mantenimiento de la integridad del ducto;

(ii) un plan de control del contenido de CO₂; (iii) la declaración expresa de que el ingreso en cuestión no afectan las entregas a sus Cargadores; y (iv) la instalación de un higrómetro continuo en el punto de recepción. Los costos asociados estarán a cargo del Productor.

7.1.2. No será necesario disponer de Acuerdo de Corrección en el caso que el total de inertes se vea superado por presencia de Nitrógeno, siempre que el CO₂ se mantenga por debajo del 2%; y que el PCS y el IW estén dentro de las especificaciones de calidad dispuestas en la tabla 1.

7.1.3. Los aportes en condición flexibilizada con contenidos de SH₂ entre 3 mg/sm³ y 6 mg/sm³ requerirán la presentación de un Acuerdo de Corrección de calidad de gas y la instalación de un analizador de tipo continuo en el punto de recepción.

En casos en los que por razones atendibles y bajo su exclusiva responsabilidad, la Transportista acceda a la solicitud de un Productor, y admita en su sistema de transporte aportes con contenidos de SH₂ superiores al 6 mg/sm³, será requisito la presentación de un Acuerdo de Corrección de calidad de gas que contenga: (i) un plan de acción que evidencie el mantenimiento de la integridad del ducto; (ii) un plan de control del contenido de SH₂; (iii) la declaración expresa de que el ingreso en cuestión no afectan las entregas a sus Cargadores; y (iv) la instalación de un higrómetro y de un analizador de SH₂ de tipo continuo en el punto de recepción. Los costos asociados estarán a cargo del Productor.

7.1.4. Los aportes en condición flexibilizada con contenidos de S_{TOT} entre 15 mg/sm³ y 20 mg/sm³ requerirán la presentación de un Acuerdo de Corrección de calidad de gas.

En casos en los que por razones atendibles y bajo su exclusiva responsabilidad, la Transportista acceda a la solicitud de un Productor, y admita en su sistema de transporte aportes con contenidos de S_{TOT} superiores al 20 mg/sm³, será requisito la presentación de un Acuerdo de Corrección de calidad de gas que contenga: (i) un plan de acción que evidencie el mantenimiento de la integridad del ducto; (ii) un plan de control del contenido de S_{TOT}; (iii) la declaración expresa de que el ingreso en cuestión no afectan las entregas a sus Cargadores; y (iv) la instalación de un higrómetro y de un analizador de S_{TOT} de tipo continuo en el punto de recepción. Los costos asociados estarán a cargo del Productor.

7.1.5. Los aportes en condición flexibilizada respecto al PRHC, requerirán la presentación de un Acuerdo de Corrección de calidad de gas y la instalación de un equipamiento de separación de líquidos de máxima eficiencia en el punto de recepción.

La limitación del PRHC en el punto de recepción será responsabilidad de la Transportista, que deberá asegurar que no se produzca condensación en las condiciones de operación del gasoducto, que puedan afectar el transporte (reduciendo la sección útil de la cañería, generando pérdidas de carga y potencia), o las entregas a sus Cargadores (errores en los sistemas de medición e inconvenientes diversos en los sistemas de regulación y distribución).

La Transportista deberá comprobar, para la presentación de los antecedentes al ENARGAS y toda vez que resulte necesario, por medición directa o por cálculos, que la mezcla de gas aguas abajo del punto de recepción del gas en condición flexibilizada respecto al PRHC cumpla las condiciones básicas exigidas en la tabla 1.

En casos en los que por razones atendibles y bajo su exclusiva responsabilidad, la Transportista acceda a la solicitud de un Productor, y admita en su sistema de transporte aportes cuya mezcla de gas aguas abajo del punto de recepción del gas en condición flexibilizada respecto al PRHC no cumpla las condiciones básicas, seguir los lineamientos indicados en 7.3.2.

- 7.1.6.** Los aportes en condición flexibilizada respecto al PCS y/o al IW requerirán la presentación de un Acuerdo de Corrección de calidad de gas. La limitación del PCS y del IW en el punto de recepción será responsabilidad de la Transportista, que deberá comprobar, para la presentación de los antecedentes al ENARGAS y toda vez que resulte necesario, por medición directa o por cálculos, que la mezcla de gas transportada aguas abajo del punto de recepción del gas en condición flexibilizada respecto al PCS y/o al IW cumpla las condiciones básicas de calidad exigidas en la tabla 1.

7.2. Desvíos temporarios

Un aporte de gas natural que presente desvíos temporarios respecto a las condiciones básicas, no requerirá de un Acuerdo de Corrección de Calidad de Gas para su ingreso a los sistemas de transporte o distribución, cuando se encuentre incluido dentro de las causales indicadas en el presente apartado.

Para otras situaciones especiales aquí no contempladas y que provoquen desvíos en forma temporaria en un aporte de gas, se deberá realizar una solicitud debidamente fundada al ENARGAS, para que este lo autorice en caso de encontrarlo justificado.

7.2.1. Parada o mal funcionamiento de las instalaciones debido a situaciones imprevistas

Cuando un desperfecto causado por parada o mal funcionamiento en las instalaciones del Productor, origine de manera imprevista desvíos en la calidad de un punto de recepción, deberá dar aviso a la Transportista y acatar las instrucciones emitidas por esta, a los efectos de mitigar el impacto que pueda causar el gas fuera de especificación.

En ese caso, siempre que la notificación se hubiera efectuado durante las siguientes dos (2) horas después de haberse verificado el desvío, el Productor contará con dos (2) días, para regularizar las condiciones de calidad en el punto de recepción, en la medida que el Transportista involucrado lo autorice. Pasado ese lapso y persistiendo las dificultades que dieron origen a los inconvenientes, el Productor deberá presentar un Acuerdo de Corrección de Calidad de Gas de carácter temporario, limitado al tiempo estimado que demandarán las operaciones o reparaciones necesarias para superar los inconvenientes que afectan la normal operación de las instalaciones.

El Transportista involucrado deberá dar aviso al ENARGAS dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse verificado el desvío, debiendo remitir un informe

circunstanciado con detalle la situación en el término de los cinco (5) días subsiguientes.

7.2.2. Puesta en marcha de instalaciones

En casos de habilitación y/o puesta en servicio de instalaciones destinadas al tratamiento de gas y en la medida que el Transportista involucrado lo autorice, el Productor contará con un periodo de 15 días corridos para ajustar las condiciones de calidad en el punto de recepción. Transcurrido ese lapso sin llegar a la puesta a punto de las nuevas instalaciones, deberá celebrarse un Acuerdo de Corrección de Calidad de Gas de carácter temporario, limitado al tiempo estimado que demandarán las actividades que afecten las normales operaciones.

El Transportista involucrado deberá poner en conocimiento al ENARGAS detallando la situación y remitiendo la información correspondiente.

7.2.3. Paradas por Mantenimientos Programados Preventivos

Un Productor que realice una parada programada de sus instalaciones, deberá dar aviso a la Transportista, con la anticipación suficiente, para que esta tome los recaudos necesarios a fin de impedir posibles impactos en los puntos de entrega.

En ese caso, el Productor contará con un plazo de siete (7) días por año, para regularizar las condiciones de calidad en el punto de recepción, en la medida que el Transportista involucrado lo autorice.

Pasado ese término y en caso de presentarse dificultades, podrán resolverse mediante la celebración de Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas de carácter temporario, propuestos por los Productores involucrados, que deberán contar con la aceptación de la Transportista correspondiente.

El Transportista involucrado deberá poner en conocimiento al ENARGAS detallando la situación y remitiendo la información correspondiente.

7.3. Condiciones particulares de ingreso en un sistema de transporte

7.3.1. Ingreso de gas fuera de especificación a un sistema de transporte no licenciado

Se podrán considerar incluidos en el presente apartado, aquellos Productores que pretendan evacuar su producción de gas natural en un sistema de transporte alcanzado por el Decreto 729/1995, sea propio o de terceros, y no cumplan con las condiciones de calidad especificadas en la Tabla 1, siendo que la inyección en cuestión no cuenta con posibilidades de mezclarse con gas proveniente aguas arriba del punto de ingreso y que, aguas abajo de la mencionada inyección, no existan entregas zonales.

El Productor que requiera ingresar gas fuera de especificación, al sistema de transporte no licenciado, deberá efectuar una presentación al ENARGAS detallando:

- a) Las condiciones de ingreso: volúmenes diarios (máximo y mínimo); la presión y temperatura de operación; y la composición y propiedades del gas natural que pretende ingresar.

- b) Las especificaciones técnicas de las instalaciones alcanzadas por el gas en cuestión (diámetro, longitud, espesor, etc.).
- c) Plan de monitoreo y de control sobre la/s variable/s fuera de especificación.
- d) Manifestación expresa de que asume la responsabilidad total y exclusiva sobre el mantenimiento de la integridad de la cañería y todas sus instalaciones, así como por las eventuales interrupciones en la inyección comprometida.

El consentimiento prestado por la Autoridad mantendrá vigencia siempre y cuando se mantenga el cumplimiento de los puntos mencionados. Cualquier cambio en las condiciones presentadas originalmente por el Productor deberán ser notificadas y puestas a consideración del ENARGAS.

7.3.2. Ingreso de gas fuera de especificación en un sistema licenciado de transporte

Se podrán considerar incluidos en el presente apartado, aquellos Productores que pretendan inyectar gas fuera de especificación en la cabecera de un sistema licenciado de transporte, siendo que la inyección en cuestión no cuenta con posibilidades de mezclarse con gas proveniente aguas arriba del punto de ingreso.

El Productor deberá poner a consideración de la Transportista las condiciones de ingreso del gas que pretende inyectar en el sistema de transporte, para que ésta preste conformidad o no a la solicitud del Productor que, en caso de negativa, deberá estar técnicamente fundamentada.

Para ello, la Transportista deberá evaluar la disponibilidad de Gas de Corrección en el sistema de transporte aguas abajo del Punto de Recepción en cuestión, verificando que la mezcla con dicho gas de corrección se producirá en forma previa a cualquier punto de entrega del sistema. Además, la Transportista deberá prever controles adicionales que garanticen la protección de las instalaciones del tramo de gasoducto que transporte gas fuera de especificación cuyo costo estará a cargo del Productor.

En caso que la Transportista acceda a la solicitud del Productor, y bajo su exclusiva responsabilidad, deberá firmar un Acta-Acuerdo con el solicitante en el que se expongan las condiciones de ingreso, el plan de monitoreo y de control sobre la/s variable/s fuera de especificación y los controles adicionales enunciados anteriormente.

El plazo de vigencia del Acta-Acuerdo será de doce (12) meses, pudiendo ser renovado por igual periodo de conformidad entre las partes, debiendo ser presentado ante el ENARGAS en un plazo de tres (3) días de rubricado, el que podrá observar su aplicación de manera fundada, y, de no mediar observaciones dentro del plazo de noventa (90) días corridos, se entenderá que tal autorización ha sido tácitamente otorgada.

Una vez firmado el Acuerdo, la Transportista será responsable de su control diario, debiendo comunicar al ENARGAS los apartamientos que se pudieran suscitar. En tal sentido, todo apartamiento de las condiciones pactadas en el Acta-Acuerdo que perdure más allá de los sesenta (60) días corridos, podrá ser motivo de caducidad del mismo. En tal caso, la Transportista deberá realizar una nueva evaluación como si se tratara de un nuevo ingreso y, de corresponder, las partes deberán suscribir una nueva Acta-Acuerdo.

Asimismo, tanto el uso de las posibilidades aquí planteadas, como el Acuerdo que pudiera firmarse, deberán consagrar el principio de acceso abierto del sistema afectado y de ningún modo podrá significar un uso exclusivo del sistema a favor de un tercero. Bajo esta operatoria y a los fines de aprovechar al máximo el recurso energético, la Transportista analizará la factibilidad técnica operativa del ingreso fuera de especificación.

Sin perjuicio de todo lo mencionado, los que hagan uso del presente apartado, ejecutándolo o dando su consentimiento, tendrán la obligación de asegurar el normal abastecimiento de gas a los Sistemas Licenciados de Transporte y/o de Distribución dentro de los límites de calidad estipulados en esta norma, teniendo en cuenta lo establecido en el párrafo anterior.

7.4. Condiciones particulares de ingreso de gas en un sistema aislado de distribución

El presente apartado rige para los sistemas aislados de distribución que en su configuración no se encuentran vinculados con no vinculados a los sistemas troncales de transporte y, por lo tanto, en donde su aprovisionamiento de gas procede de inyecciones directas al sistema de distribución.

El Productor que pretenda el ingreso de gas que no cumpla con las condiciones básicas (Tabla 1), de manera temporaria, para su distribución en un sistema aislado, deberá efectuar una solicitud expresa a la Licenciataria zonal. En dicha presentación, se deberá acreditar debidamente la trazabilidad del fluido y detallar las especificaciones de gas que se pretende inyectar, a los efectos que la Licenciataria pueda analizar adecuadamente la solicitud, la que tendrá como primordial objetivo su obligación de garantizar la seguridad pública en el servicio de distribución de dicho gas.

Asimismo, la mencionada presentación deberá estar acompañada de un análisis de riesgo con soluciones operativas tendientes a evitar la afectación de los usuarios y las instalaciones, en el que se deberán detallar: volúmenes diarios (máximo y mínimo); presión y temperatura de operación; y la composición y propiedades del gas natural que pretende ingresar; y donde constarán los desvíos máximos históricos registrados.

En ese sentido, la Distribuidora deberá evaluar las condiciones de ingreso de gas, considerando las particularidades de su sistema aislado, la demanda comprometida, la protección de las instalaciones, la trazabilidad del fluido y los aspectos relevantes

que correspondan, para prestar su conformidad o no, a la solicitud que, en caso de negativa, deberá estar técnicamente fundamentada.

En caso que la Distribuidora acceda a la solicitud, y bajo su exclusiva responsabilidad, deberá firmar un Acta-Acuerdo con el solicitante en el que se expongan las condiciones de ingreso, el plan de monitoreo y de control sobre la/s variable/s fuera de especificación, debiendo prever la implementación de controles adicionales que garanticen la protección de los usuarios y las instalaciones del sistema de distribución, cuyo costo estará a cargo del solicitante.

El Acta-Acuerdo tendrá como plazo máximo una duración de seis (6) meses, pudiendo ser renovado por igual periodo de conformidad entre las partes, debiendo ser presentado ante el ENARGAS en un plazo de tres (3) días de rubricado, el que podrá observar su aplicación de manera fundada, y, de no mediar observaciones dentro del plazo de noventa (90) días corridos, se entenderá que tal autorización ha sido tácitamente otorgada.

Una vez firmado el Acuerdo, la Distribuidora será responsable de su control diario, debiendo comunicar al ENARGAS los apartamientos que se pudieran suscitar. En tal sentido, todo apartamiento de las condiciones pactadas en el Acta-Acuerdo que perdure más allá de los sesenta (60) días corridos, podrá ser motivo de caducidad del mismo. En tal caso, la Distribuidora deberá realizar una nueva evaluación como si se tratara de un nuevo ingreso y, de corresponder, las partes deberán suscribir una nueva Acta-Acuerdo.

En el caso que una Subdistribuidora pretenda autorizar un ingreso de estas características, deberá contar con la conformidad de la Distribuidora de la zona.

Más allá de las factibilidades de suministro que se encuadren en el presente apartado y del Acta-Acuerdo firmado, se deberá consagrar el principio de acceso abierto del sistema afectado y de ningún modo podrá significar un uso exclusivo del sistema a favor de un tercero.

7.5. Cargador que se alimenta de un tramo de gasoducto enmarcado en 7.3.

El presente apartado rige sobre aquellos Cargadores directos (centrales de generación eléctrica, plantas industriales, estaciones de gas natural vehicular) de un sistema de transporte enmarcado en 7.3 que, habiendo analizado la factibilidad del caso, y bajo su exclusiva responsabilidad, estén dispuestos a aceptar en forma temporaria, entregas de gas que no cumplan con las condiciones básicas de calidad especificadas en la Tabla 1.

Para ello, previamente la Transportista deberá realizar un análisis de riesgo que contemple un plan de monitoreo y de control sobre la/s variable/s fuera de especificación y, de ser necesario, prever la implementación de controles adicionales que garanticen la protección de las instalaciones y los usuarios.

En caso de prestar conformidad, el Cargador deberá firmar un Acta-Acuerdo con la Transportista, en el que se expondrán las condiciones del gas a entregar, el plan de monitoreo y de control sobre la/s variable/s fuera de especificación, y en caso de resultar necesario, un plan de acciones adicionales para la protección de las instalaciones y los usuarios.

El Acta-Acuerdo tendrá como plazo máximo una duración de seis (6) meses, pudiendo ser renovado por igual periodo de conformidad entre las partes, debiendo ser presentado ante el ENARGAS en un plazo de tres (3) días de rubricado el mismo, el que podrá observar su aplicación de manera fundada, y, de no mediar observaciones dentro del plazo de noventa (90) días corridos, se entenderá que tal autorización ha sido tácitamente otorgada.

Una vez firmado el Acuerdo, la Transportista será responsable de su control diario, debiendo comunicar al ENARGAS los apartamientos que se pudieran suscitar. En tal sentido, todo apartamiento de las condiciones pactadas en el Acta-Acuerdo que perdure más allá de los sesenta (60) días corridos, podrá ser motivo de caducidad del mismo. En tal caso, se deberán evaluar nuevamente las condiciones de entrega y, de corresponder, las partes deberán suscribir una nueva Acta-Acuerdo.

Sin perjuicio de todo lo mencionado, los que hagan uso del presente apartado, ejecutándolo o dando su consentimiento, tendrán la obligación de garantizar que no se comprometa la seguridad pública.

7.6. Lineamientos para las Actas-Acuerdo

Las Acta-Acuerdo señalados en los apartados 7.3, 7.4 y 7.5 poseen requisitos propios que se diferencian de los requisitos generales establecidos para Acuerdos de Corrección de calidad de gas natural. No obstante, los lineamientos establecidos en el apartado 4.5.2. también regirán para las actas-acuerdo.

CAPÍTULO 8 – GAS FUERA DE ESPECIFICACIÓN

El gas natural que no cumpla con las condiciones básicas establecidos en el Capítulo 5, y que no adoptó las medidas necesarias para enmarcarse en las condiciones previstas en el Capítulo 7, será considerado gas fuera de especificación.

El gas fuera de especificación se debe evitar bajo cualquier circunstancia, con el fin de prevenir que se ponga en riesgo la integridad de los gasoductos—y/o de cualquiera de sus instalaciones conexas—, así como para evitar cualquier tipo de impacto en el servicio público y de riesgo para las personas, para las instalaciones y para el medio ambiente.

En tal sentido, deberá establecerse un régimen de notificaciones adecuado entre las partes involucradas, a los efectos de mitigar el impacto que pueda causar el gas fuera de especificación en los sistemas de transporte y distribución.

Ante la presencia de gas fuera de especificación en los sistemas de transporte o distribución, los Productores y Cargadores deberán acatar las instrucciones emitidas por los Transportistas y los Distribuidores, siendo estos últimos los supervisores de la calidad del gas en sus respectivos sistemas y quienes tienen la capacidad de administrarlo para mitigar el impacto que pueda causar el gas fuera de especificación.

Para los casos en que intervenga una Subdistribuidora, serán de aplicación todas las condiciones aplicadas a las Distribuidoras.

8.1. Protocolo de notificaciones y administración del gas fuera de especificación en los puntos de recepción

8.1.1. En el caso que un Transportista sea notificado en el ciclo de programaciones que va a recibir gas fuera de especificaciones, estará habilitado para:

- a) Rechazar las nominaciones del Cargador, a fin de impedir el acceso de dicho gas, si estimara que el mismo compromete la seguridad de su sistema.
- b) Aceptar la nominación o solicitar la reformulación de la nominación al Cargador, a fin de admitir o reducir el acceso de dicho gas, respetando los criterios de fiabilidad y seguridad de su sistema. En este caso, el gas ingresará bajo alguna de las condiciones previstas en el Capítulo 7 y deberá contar con el respaldo del acuerdo correspondiente.

8.1.2. En caso que un Transportista compruebe que está recibiendo gas fuera de especificaciones, estará habilitado para:

- a) Solicitar al Productor el corte del ingreso del gas fuera de especificación, a fin de impedir el acceso de dicho gas, si estimara que el mismo compromete la seguridad de su sistema. La Transportista deberá notificar de tal situación al Productor correspondiente para que cese dicha conducta de manera inmediata. Asimismo, deberá notificar al Cargador para que reformule su nominación y remitir al ENARGAS un informe circunstanciado que detalle la situación.
- b) Aceptar el ingreso total o parcial, a fin de admitir o reducir el acceso de dicho gas, respetando los criterios de fiabilidad y seguridad de su sistema. En este caso, la Transportista deberá notificar de tal situación al Productor correspondiente y pautar las condiciones de ingreso de acuerdo a lo previsto en el Capítulo 7. Asimismo, deberá notificar al Cargador para que reformule su nominación y remitir al ENARGAS un informe circunstanciado que detalle la situación.

8.1.3. Si la Transportista no ordenara el corte o reducción del gas o no cumpliera con su deber de notificar la situación al Cargador y al Productor correspondiente, será pasible de recibir una sanción, de acuerdo a los términos del Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia.

8.1.4. Si el Transportista realiza las notificaciones correspondientes y se verificase la existencia de gas fuera de especificación:

- i. Si el Productor no acatare la instrucción de corte o reducción de ingreso de gas fuera de especificación será pasible de la aplicación de sanciones.

- ii. Si en caso que el desvío persistiera, el Cargador continúa nominando gas al Productor que fuera responsable de dichas desviaciones, será pasible de la aplicación de sanciones.
- iii. Si el Cargador nomina una cantidad de gas tal que contemple la reducción necesaria al Productor que está inyectando gas fuera de especificación, y este último no acatare la disminución, dicho Productor será pasible de la aplicación de sanciones.

8.1.5. En caso de ocurrir alguno de los casos enunciados en el apartado 8.1.5, el Transportista involucrado deberá dar aviso al ENARGAS, y remitir un informe circunstanciado que detalle la situación.

8.1.6. Cuando la inyección del Productor se produzca en forma directa a un sistema de distribución, corresponderá aplicar a la Distribuidora o Subdistribuidora las definiciones antes descriptas para la Transportista.

8.2. Protocolo de notificaciones y administración del gas fuera de especificación en los puntos de entrega y en los puntos interiores de la red

8.2.1. Si en los Puntos de Entrega se verificase la existencia de gas fuera de especificación, el Cargador deberá notificar tales hechos al Transportista correspondiente.

- a) Si el gas fuera de especificación se debiera a incumplimientos imputables a un Productor; aplican los lineamientos señalados en el apartado 8.1.
- b) Si la Transportista no hubiera ordenado el corte o reducción del gas, o la Distribuidora afectada no cumpliera con su deber de informar, serán pasibles de sanciones en los términos del Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia.
- c) Si tal desvío no se debiera a un ingreso de gas fuera de especificación de parte de un Productor, sino que se debiera a incumplimientos imputables a la Transportista, ésta será pasibles de sanciones en los términos del Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia.
- d) Si en los Puntos Interiores de Red se verificase gas fuera de las condiciones básicas del cuadro de especificaciones de calidad de gas y dicho desvío no fuese responsabilidad de un Productor o de la Transportista; la Distribuidora será pasibles de sanciones en los términos del Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia.

8.2.2. En caso de ocurrir alguno de los casos enunciados en el apartado 8.2.1, la Distribuidora involucrada deberá dar aviso dentro de las 24 horas al ENARGAS debiendo remitir, un informe circunstanciado que detalle la situación.

Véase el instructivo en la página siguiente.

Formulario para observaciones**Observaciones propuestas a la NAG-602 Año 2019****Norma de Calidad de Gas Natural**

Ref.: Expediente EX-2019-36023126-APN-GT#ENARGAS

Empresa:

Rep. Técnico:

Dirección:

C. P.:

Tel.:

Página:

Apartado:

Párrafo:

Donde dice:**Se propone:****Fundamento de la propuesta:**

Firma	Aclaración	Cargo
-------	------------	-------

Instrucciones para completar el formulario de observaciones propuestas (uno por cada apartado observado)

1. En el espacio identificado “**Donde dice**”, transcribir textualmente el párrafo correspondiente del documento puesto en consulta.
2. En el espacio identificado “**Se propone**”, indicar el texto exacto que se sugiere.
3. En el espacio identificado “**Fundamento de la propuesta**”, se debe completar la argumentación que motiva la propuesta de modificación, mencionando en su caso la bibliografía técnica en que se sustente, que debe ser presentada en copia, o bien, detallando la experiencia en la que se basa.
4. Dirigir las observaciones al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Suipacha 636, (C1008AAN) Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
5. Las observaciones relacionadas con el asunto normativo especificado en el formulario deben ser remitidas al ENARGAS por medio de una nota dedicada exclusivamente a tal fin, adjuntando una impresión doble faz, firmada en original del cuadro elaborado y la versión en soporte digital con formato editable (*Word*).

Tabla integrada de observaciones

 Observaciones al proyecto “**NAG-602 Año 2019 – Norma de Calidad de Gas Natural**”

Ref.: Expediente EX-2019-36023126-APN-GT#ENARGAS

ENTIDAD	Capítulo N.º, Apartado N.º./ Anexo/Tabla (ej. 2.1, Tabla 1)	Párrafo/ Ítem/ Nota (ej. Nota 1)	Donde dice	Se propone	Fundamento de la propuesta

Instrucciones para completar la Tabla Integrada de Observaciones (Consulta Pública de proyectos)

1. Como complemento al envío del formulario individual de observaciones que antecede, el participante de la consulta pública debe completar la presente Tabla, utilizando una fila del cuadro para cada una de las observaciones.
2. En el espacio identificado "**Donde dice**", transcribir textualmente el párrafo correspondiente del documento puesto en consulta.
3. En el espacio identificado "**Se propone**", indicar el texto exacto que se sugiere aplicar.
4. En el espacio identificado "**Fundamento de la propuesta**", se debe completar la argumentación que motiva la propuesta de modificación, mencionando en su caso la bibliografía técnica en que se sustente, que debe ser presentada en copia, o bien, detallando la experiencia en la que se basa.
5. Dirigir las observaciones al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) Suipacha 636, (C1008AAN) Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
6. Las observaciones relacionadas con el presente proyecto puesto en consulta deben ser remitidas al ENARGAS por medio de una **nota dedicada exclusivamente a tal fin**, adjuntando una impresión doble faz, firmada en original del cuadro elaborado y la versión en soporte digital con formato editable (Word).
7. Las observaciones/sugerencias relacionadas con otras consultas deben ser remitidas por separado al ENARGAS **por medio de notas creadas específicamente para tal fin**, haciendo referencia al nombre del documento en consulta, expediente y resolución del ENARGAS en cada caso.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Hoja Adicional de Firmas
Anexo firma conjunta

Número:

Referencia: EX-2019-36023126- -APN-GT#ENARGAS Consulta Pública NAG-602 (2019)

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 42 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.05.13 14:21:19 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.05.15 13:48:48 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.05.15 17:18:45 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR,
o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA,
serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.05.15 17:18:47 -03'00'