

RESFC-2019-819-APN-DIRECTORIO#ENARGAS

VISTO el Expediente EX-2019-36023126- -APN-GT#ENARGAS, la Ley N.º 24.076, su Decreto Reglamentario N.º 1738/92, el Decreto N.º 2255/92, 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 (Cap. 3º) y de la Licencia de Distribución (Cap. 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 dicho proyecto, en cumplimiento de 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, fue sometido a consulta pública a través de la Resolución RESFC-2019-309-APNDIRECTORIO#ENARGAS, del 3 de junio de 2019.

Que mediante el citado acto, se invitó 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.

Que también, el proyecto de norma fue publicado en la página web de este Organismo.

Que, durante el período de consulta, se recibieron propuestas por parte de: Instituto Argentino de Normalización y Certificación, YPF S.A., Gasnor S.A., Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de Argentina, Metrogas S.A., Buenos Aires Gas S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A., Naturgy Ban S.A., Transportadora de Gas del Sur S.A., Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., y Transportadora de Gas del Norte S.A.

Que, en el marco del trabajo realizado por la Comisión de Estudio integrada por profesionales de este Organismo, teniendo en cuenta el análisis y evaluación de todas las observaciones y sugerencias aportadas por los sujetos antes citados, se elaboró el Informe IF-2019-100822305-APN-CNT#ENARGAS, en el cual, se adjuntó el Análisis Técnico, la Tabla de Observaciones y el documento resultante de las tareas efectuadas: NAG-602 (2019).

Que asimismo, considerando que el proyecto de norma bajo análisis contempla requisitos para la incorporación de otros gases distintos al gas natural en los sistemas de transporte y distribución, se

modificó el título del proyecto que fuera puesto a consulta pública, por “Especificaciones de calidad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases análogos”.

Que por otra parte, en el Informe citado precedentemente, se señaló que con motivo del proyecto en trámite para la aprobación de la norma NAG-601 “Norma de Despacho de Gas Natural” (EX-2019-00389247- -APN-GT#ENARGAS) y del proyecto de norma NAG-602, resultaba conveniente la ampliación del alcance del Código Argentino de GAS -NAG (Resolución ENARGAS N.º 2747/02), creando el nuevo “Grupo VI – Control operativo de gas y despacho” que comprendiese todo lo referido a los controles operativos y procedimientos de administración de despacho del fluido, destinados a atender la calidad y la continuidad del servicio público de transporte y distribución de gas.

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 asimismo, en virtud de la temática analizada, se cumplió con 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.

Que por su parte, el proyecto NAG-602 “Especificaciones de calidad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases análogos” describe las especificaciones que debe reunir el gas natural y otros gases análogos 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 finalmente, el proyecto de norma aquí presentado complementaría a las especificaciones de “Calidad de Gas” que fueran establecidas en los Reglamentos de Servicio de la Licencia de Transporte (Cap. 3º) y de la Licencia de Distribución (Cap. 4º), ambos aprobados por el Decreto N.º 2255/92; asimismo, sustituiría completamente a la Resolución ENARGAS N.º 1/259/08.

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.- Aprobar la norma NAG-602 (2019) “Especificaciones de calidad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases análogos” que, como Anexo (IF-2019-107596517-APN-CNT#ENARGAS), forma parte de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2º.- La reglamentación aprobada en el Artículo precedente, complementa a las especificaciones de “Calidad de Gas” que fueron establecidas en los Reglamentos de Servicio de la Licencia de Transporte (Cap. 3º) y de la Licencia de Distribución (Cap. 4º), ambos aprobados por el Decreto N.º 2255/92.

ARTÍCULO 3º.- Derogar, a partir de la entrada en vigencia de la presente, la Resolución ENARGAS N.º 1/259/08.

ARTÍCULO 4º.- Disponer que la norma NAG-602 (2019) entrará en vigencia al día siguiente de la publicación de la presente en el Boletín Oficial de la República Argentina.

ARTÍCULO 5º.- Ampliar el alcance del “Código argentino de gas - NAG”, puesto en vigencia a través del

ARTÍCULO 1º de la Resolución ENARGAS N.º 2747/02 - modificado por el ARTÍCULO 3.º de la Resolución RESFC-2018-235-APN-DIRECTORIO#ENARGAS-, incorporando al Anexo 1 de dicho Acto el siguiente texto:
“Grupo VI –Control operativo de gas y despacho: Comprende todo lo referido a los controles operativos y procedimientos de administración de despacho del fluido, destinados a atender la calidad y la continuidad del servicio público de transporte y distribución de gas”.

ARTÍCULO 6º.- Comunicar, publicar, registrar, dar a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archivar. Daniel Alberto Perrone - Guillermo Sebastián Sabbioni Perez - Griselda Lambertini - Mauricio Ezequiel Roitman

NAG-602

Año 2019

**Especificaciones de calidad para
el transporte y la distribución de
gas natural y otros gases análogos**



ENARGAS
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

ÍNDICE

PRÓLOGO	4
CAPÍTULO 1 – OBJETO Y ALCANCE	6
1.1. OBJETO	6
1.2. ALCANCE	6
CAPÍTULO 2 – PUBLICACIONES DE REFERENCIA	6
2.1. GENERALIDADES	6
2.2. NORMAS IRAM	7
2.3. NORMAS ASTM	7
2.4. NORMAS ISO	8
2.5. PUBLICACIONES GPA	8
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	18
4.9. SISTEMA EN ESTADO DE EMERGENCIA	19
CAPÍTULO 5 – ESPECIFICACIONES DE CALIDAD EN CONDICIONES BÁSICAS	20
CAPÍTULO 6 – MUESTREO Y MÉTODOS DE DETERMINACIÓN	21
6.1. INSTALACIONES PARA EL MUESTREO	22
6.2. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICOS	22
6.3. CÁLCULO DEL PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBUROS (PRHC)	24
6.4. DETERMINACIÓN DE LA COMPOSICIÓN MOLAR DE NITRÓGENO Y DIÓXIDO DE CARBONO	25
6.5. DETERMINACIÓN DEL OXÍGENO	25
6.6. DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA	25
6.7. DETERMINACIÓN DE COMPUESTOS DE AZUFRE	27
6.8. DETERMINACIÓN DEL PODER CALORÍFICO SUPERIOR, ÍNDICE DE WOBBE Y DENSIDAD RELATIVA	28
6.9. PARTÍCULAS SÓLIDAS Y LÍQUIDAS	29
6.10. PRECISIÓN Y TOLERANCIA DE LAS DETERMINACIONES	29

6.11. AUDITORÍA Y CALIBRACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS.....	30
6.12. VERIFICACIÓN DE LAS MEDICIONES	30
6.13. UTILIZACIÓN DE NUEVA INSTRUMENTACIÓN.....	31
CAPÍTULO 7 – ESPECIFICACIONES DE CALIDAD EN CONDICIÓN FLEXIBILIZADA	32
7.1. CONDICIÓN FLEXIBILIZADA DE INGRESO	32
7.2. DESVÍOS TEMPORARIOS.....	34
7.3. CONDICIONES PARTICULARES DE INGRESO EN UN SISTEMA DE TRANSPORTE	35
7.4. CONDICIONES PARTICULARES DE INGRESO DE GAS EN UN SISTEMA AISLADO.....	37
7.5. CONDICIONES PARTICULARES PARA LA ENTREGA A UN CARGADOR DIRECTO.....	38
7.6. CONDICIONES PARTICULARES DE ENTREGA RESPECTO AL PRHC	38
7.7. LINEAMIENTOS PARA LAS ACTAS ACUERDO	39
CAPÍTULO 8 – GAS FUERA DE ESPECIFICACIÓN	39
8.1. PROTOCOLO DE NOTIFICACIONES Y ADMINISTRACIÓN DEL GAS FUERA DE ESPECIFICACIÓN EN LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE	39
8.2. PROTOCOLO DE NOTIFICACIONES Y ADMINISTRACIÓN DEL GAS FUERA DE ESPECIFICACIÓN EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	40
ANEXO A.....	41
FORMULARIO PARA OBSERVACIONES (*)	42

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD PARA EL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y OTROS GASES ANÁLOGOS

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 las ESPECIFICACIONES DE CALIDAD PARA EL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y OTROS GASES ANÁLOGOS, 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 fue elaborada por una subcomisión conformada *ad hoc* en el seno del INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO 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 Nros. 113/94, 500/97 y 622/98, que han modificado y complementado 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, de manera principal metano, pero que incluye también etano, propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados, en proporciones menores. 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; este es el motivo principal por el cual se requiere este recurso y, sobre dicha base, se le da valor económico.

Entre las impurezas y los contaminantes presentes en el gas natural que revisten mayor relevancia, pueden mencionarse los siguientes: 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, una vez ingresado a los sistemas de transporte y distribución. Asimismo, el término “gas natural” se empleará

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

para referirse al obtenido a partir del gas natural licuado, luego de ser sometido a un proceso de vaporización para ingresar a los gasoductos de transporte o distribución.

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, tal como el de los “gasoductos virtuales”, 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 el que la demanda de suministro de gas natural es creciente en todos los sectores y las 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, resulta oportuno combinar la mayor certidumbre que deriva de adoptar requisitos prescriptivos con la tendencia internacional de realizar análisis de riesgo basados en las particularidades de cada sistema.

El creciente interés en la utilización y el desarrollo de fuentes no convencionales de energías renovables, entre ellas, el biogás, representa un aspecto significativo, ya que aprovecha el potencial energético de la materia orgánica residual, puede generarse en la misma zona de producción y fortalecer el uso de fuentes locales de energía.

Asimismo, el biogás puede someterse a una refinación para obtener biometano. El biometano resulta intercambiable con el gas natural convencional, es decir, que se emplea para los mismos usos finales, y su suministro puede realizarse a través de las instalaciones existentes de gas natural. Se trata de una alternativa sostenible, tal como se ha demostrado en diversos países, como Suecia, Alemania, Suiza, Holanda y Dinamarca.

Es por ello por lo que en esta norma se han incorporado requisitos tanto para el uso del biometano como para el uso del biogás en redes aisladas, es decir, en regiones apartadas que actualmente no cuentan con la prestación del servicio de gas natural. Se ofrece así una solución energética a las necesidades de la población y se favorece el desarrollo de proyectos encaminados a utilizar el biogás como gas combustible.

CAPÍTULO 1 – OBJETO Y ALCANCE

1.1. Objeto

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

- 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 se aplica 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 establecidas en esta norma están relacionadas con las características que debe tener el gas natural, a fin de que tenga las cualidades adecuadas para su utilización segura como combustible gaseoso.

La presente norma contempla el ingreso a los sistemas de transporte y distribución, de otros gases combustibles distintos al gas natural, en la medida que presenten características análogas a este y cumplan con las especificaciones establecidas en esta norma.

Los parámetros que deben reunir el gas sintético y el gas mezcla 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 natural proveniente de cargamentos de GNC o GNL 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 se aplica al gas que se conduce a través de sistemas de captación.

CAPÍTULO 2 – PUBLICACIONES DE REFERENCIA

2.1. Generalidades

A continuación, se indican las normas a las que hace referencia la presente. Estas o sus partes referidas son consideradas parte integrante de los requisitos establecidos en esta norma. Para todas las referencias, se debe aplicar la última edición vigente de esa publicación, incluyendo todas sus modificaciones.

2.2. Normas IRAM

- IRAM-IAPG A 6854. Gas natural. Cálculo de poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición.
- IRAM-IAPG A 6856, Combustibles gaseosos. Determinación del contenido de vapor de agua mediante la determinación de la temperatura del punto de rocío.
- IRAM-IAPG A 6858. Gas natural. Lineamientos para el muestreo.
- IRAM-IAPG A 6860. Gas natural. Determinación de sulfuro de hidrógeno utilizando tubos detectores, por longitud de la mancha.
- IRAM-IAPG A 6861. Gas natural. Lineamientos generales para la determinación de compuestos de azufre.
- IRAM-IAPG A 6862. Gas natural. Lineamientos generales para el análisis por cromatografía gaseosa para el cálculo de sus propiedades fisicoquímicas.
- IRAM-IAPG A 6864. Gas natural. Cálculo del punto de rocío en hidrocarburos a partir de análisis cromatográfico.
- IRAM 2. Sistema de unidades.
- IRAM 23. Factores y tablas de conversión de unidades al sistema internacional de unidades SI. Para la metrología de la mecánica y el calor.

2.3. Normas ASTM

- ASTM D1142 - 95. Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature.
- ASTM D1945 - 14. Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography.
- ASTM D3588 - 98. Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels.
- ASTM D5287 - 08. Standard Practice for Automatic Sampling of Gaseous Fuels.
- ASTM D5454 - 11e1. Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers.
- ASTM D4084 - 07, Standard Test Method for Analysis of Hydrogen Sulfide in Gaseous Fuels (Lead Acetate Reaction Rate Method).
- ASTM D4468-85. Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry.
- ASTM D1072 - 06. Standard Test Method for Total Sulfur in Fuel Gases by Combustion and Barium Chloride Titration.
- ASTM D1070 - 03. Standard Test Methods for Relative Density of Gaseous Fuels.
- ASTM D5504 – 12. Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence.

- ASTM D7164 - 10, Standard Practice for On-line/At-line Heating Value Determination of Gaseous Fuels by Gas Chromatography.
- ASTM D7165 - 10. Standard Practice for Gas Chromatograph Based On-line/At-line Analysis for Sulfur Content of Gaseous Fuels.
- ASTM D4888 - 06. Standard Test Method for Water Vapor in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes.
- ASTM D4984 - 06. Standard Test Method for Carbon Dioxide in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes.
- ASTM D4810 - 06. Standard Test Method for Hydrogen Sulfide in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes.
- ASTM D1826 - 94. Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter.

2.4. Normas ISO

- ISO 6327. Gas analysis – Determination of the water dew point of natural gas – Cooled surface condensation hygrometers.
- ISO 6974-3. Natural gas – Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography – Part 3: Precision and bias.
- ISO 6976. Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition.
- ISO 10715. Natural gas – Sampling guidelines.
- ISO 10101. Natural gas – Determination of water by the Karl Fischer method.
- ISO 6975. Natural gas – Extended analysis – Gas-chromatographic method.
- ISO 6326-3. Natural gas – Determination of sulfur compounds – Part 3: Determination of hydrogen sulfide, mercaptan sulfur and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry.
- ISO/TR 11150. Natural gas – Hydrocarbon dew point and hydrocarbon content.
- ISO 18453. Natural gas – Correlation between water content and water dew point.

2.5. Publicaciones GPA

- GPA 2166. Obtaining Natural Gas Samples For Analysis By Gas Chromatography.
- GPA 2172. Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer.
- GPA 2261. Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography.
- GPA 2286. Method For The Extended Analysis Of Natural Gas And Similar Gaseous Mixtures By Temperature Programmed Gas Chromatography.

- GPA 2377. Test For Hydrogen Sulfide And Carbon Dioxide In Natural Gas Using Length Of Stain Tubes.
- GPA 2199. Determination of Specific Sulfur Compounds by Capillary Gas Chromatography and Sulfur Chemiluminescence Detection.

CAPÍTULO 3 – DEFINICIONES

Para el propósito de esta norma, se aplican las siguientes definiciones:

Área de calidad: Zona de suministro que es abastecida con una calidad de gas uniforme.

Almacenaje: Actividad que mantiene el gas en instalaciones distintas a los ductos durante un período de tiempo, e incluye 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.

Biogás: Gas obtenido del proceso de digestión anaeróbica de materia orgánica, cuyos componentes principales son metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂), además de contener otros componentes no deseados, en menor medida que los anteriores (p.ej. hidrógeno, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno).

Biometano: Biogás que se ha sometido a procesos de tratamiento para lograr altas concentraciones de metano, que mejoran su poder calórico, y cumple con las especificaciones establecidas para el gas natural. El biometano es intercambiable con el gas natural y puede ser comprimido o licuado para obtener bio-GNC o bio-GNL, respectivamente.

Calidad de gas: Característica que debe tener el gas natural a fin de contar con las 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: Proporción molar de un componente. Se puede expresar como una fracción molar o un porcentaje molar del total.

Condiciones de referencia: 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 las condiciones especificadas de presión y temperatura.

Densidad relativa: Densidad de un gas dividida por la densidad del aire seco, de composición determinada, en las mismas condiciones especificadas de presión y temperatura. El término “densidad relativa ideal” se aplica cuando ambos, el gas y el aire, son considerados 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: 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: 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 mezcla: Gas compuesto por gas natural y propano comercial vaporizado, o gas natural y gas sintético en proporciones que le permite ser intercambiable con el gas natural.

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, lo que facilita 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. Para su utilización, el GNL se revaporiza, se ajusta a la temperatura necesaria para resguardar la integridad de las instalaciones y se introduce en las redes de transmisión y distribución de gas natural.

Gas sintético: Gas compuesto por propano comercial y aire en proporciones que le permite ser intercambiable con el gas natural.

Gasoducto de producción: A los fines de esta norma, es un sistema de transporte de gas combustible constituido en una Concesión de Transporte en los términos de la Ley N.º 17319, cuyo objetivo no es vincular las zonas de extracción de gas con los centros de consumo, sino que posibilita conducción de gas desde las áreas productivas hasta una planta de procesamiento de gas, o la evacuación del gas desde un área productiva hasta su ingreso a un gasoducto de transporte.

Gasoducto de transporte: A los fines de esta norma, es un sistema de transporte de gas combustible constituido en una Licencia de Transporte, en los términos de la Ley N.º 24.076, o una Concesión de Transporte, en los términos de la Ley N.º 17.319, cuyo objetivo es el transporte de gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte hasta el punto de entrega a las Distribuidoras, Cargadores y/o Almacenadores.

Gasoductos virtuales: Sistemas que hacen 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, trenes-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 gases son intercambiables cuando se puede sustituir un gas de ciertas características por otro de características diferentes, sin afectar la operación de combustión del gas en el artefacto o las instalaciones que utilizan ese combustible.

Índice de Wobbe (IW): Medida del calor entregado por el gas natural a los artefactos de gas, derivada de la ecuación de flujo por un orificio. Se define como el poder calorífico superior, expresado en base volumétrica, en las 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 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): 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.

Operador relacionado al punto de recepción: Responsable de la coordinación en los puntos de recepción, en donde ingrese más de un Productor, que asume 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 "seco" o "húmedo", lo que depende de la cantidad de vapor de agua que contiene el gas antes de la combustión.

En esta norma, el término "poder calorífico" expresa 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 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 esa 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, hay 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 "temperatura cricondentérmica". Es también la máxima temperatura en la que se puede observar condensación de hidrocarburos.

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

CAPÍTULO 4 – LINEAMIENTOS BÁSICOS

4.1. Operador Relacionado de Punto de Recepción

Para el caso de 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", el que asumirá las responsabilidades previstas en la presente norma. Producida la designación, deberá ser comunicada a la Transportista o Distribuidora, según corresponda, y estas, a su vez, deberán informar 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 la Tabla 1 y a la aceptación de la 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 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 se aplique 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 a efectuar verificaciones que deban realizarse en los puntos interiores de las redes abastecidas.

4.5. Cargamentos de GNC o GNL

Los cargamentos de GNC o GNL transportados a través de gasoductos virtuales, que contengan gas de producción nacional o gas importado, deberán contar con el certificado de origen que informe la calidad de gas del cargamento.

La Transportista o Distribuidora que reciba un cargamento de GNC o GNL en su sistema deberá tener el certificado de origen con la mayor antelación posible y constatar que las condiciones de calidad de gas expuestas en el certificado de origen del cargamento cumplan con las especificaciones establecidas en esta norma, debiendo rechazar aquel que así no lo hiciese.

Lo mencionado en el párrafo anterior no obsta a que se realicen las verificaciones de calidad de gas, a cargo de la Transportista o Distribuidora involucrada, en el punto de recepción. A tal efecto, la Transportista o Distribuidora involucrada deberá establecer un procedimiento escrito con los criterios que deben ser considerados para una correcta descarga del GNC o GNL a los sistemas de transporte y distribución, contemplando las verificaciones de calidad de gas y las acciones por seguir, ante la eventualidad de que se verificaran desvíos en la calidad del gas durante la descarga.

Cuando el sistema que reciba un cargamento de GNC o GNL esté operado por una Subdistribuidora, corresponderá aplicarle los requisitos descriptos en este apartado.

4.6. Recepciones de gas no convencional

Otros gases combustibles distintos al gas natural podrán ingresar en los sistemas de transporte y/o distribución siempre que cumplan con las condiciones de calidad especificadas en esta norma. No obstante, su ingreso quedará supeditado 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.

Su ingreso deberá contar con el consentimiento del operador del sistema en cuestión, quien verificará el cumplimiento de las especificaciones y que resulte técnicamente posible, y segura su inyección al sistema en cuestión.

4.6.1. Gas sintético y gas mezcla

Los parámetros que debe reunir el gas sintético y el gas mezcla se encuentran determinados en la Resolución ENARGAS N.º I-831/2009. Su inyección en 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 la Tabla 1 de la presente norma.

4.6.2. Biometano

El biometano podrá ingresar en los sistemas de transporte y/o distribución de gas natural, en la medida que cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en la Tabla 1. En los casos en que el biometano se obtenga a partir del biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas, se deberán controlar, además, las especificaciones de la Tabla A.2. del Anexo A.

4.6.3. Biogás

El biogás podrá ingresar únicamente en redes aisladas, dedicadas a su distribución de manera exclusiva, sin mezclarse con otros combustibles desde el sitio de generación hasta el sitio de consumo, siempre que cumpla con las especificaciones establecidas en el Anexo A.

El operador de la red de distribución deberá efectuar una presentación al ENARGAS, detallando la fuente de obtención del biogás, su composición y propiedades, y un plan de monitoreo de los parámetros enunciados en el Anexo A.

El consentimiento prestado por la Autoridad tendrá vigencia siempre y cuando se mantenga el cumplimiento de los puntos señalados anteriormente, conforme la presentación realizada. Cualquier cambio en las condiciones presentadas originalmente deberán ser notificadas y puestas a consideración del ENARGAS.

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 la Tabla 2, deberá previamente celebrar con la Transportista involucrada Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas (en adelante, "Acuerdos de Corrección"). 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 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.

La Transportista que realice los Acuerdos de Corrección 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 la Transportista respecto al empleo de ese gas como Gas de Corrección para celebrar un eventual Acuerdo de Corrección entre la Transportista y otro Productor.

En razón de ello, la Transportista tendrá el rol de Administradora de los Acuerdos de Corrección relativos a su sistema y deberá velar 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, y podrá, asimismo, realizar sus reservas del caso. Sin embargo, no podrá 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 la Transportista involucrada.

Si un Productor tuviera comprometido su aporte de gas como Gas de Corrección para un Acuerdo de Corrección de otro Productor y lo requiriera como Gas de Corrección para realizar otro Acuerdo de Corrección, el referido Productor deberá notificar a la Transportista con una anticipación mínima de treinta (30) días. A tal efecto, este deberá realizar una nueva asignación del Gas de Corrección 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, la mezcla transportada alcanzara el límite de sus especificaciones de calidad, la Transportista deberá efectuar un prorateo 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 este disponga de un Acuerdo de Corrección.

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

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

4.7.1. Requisitos de los Acuerdos de Corrección

Los Acuerdos de Corrección deberán contener, como mínimo, lo siguiente:

- a) Plazo de vigencia: El período por el cual el Acuerdo de Corrección se encontrará en vigor no superará los 12 meses. No obstante, podrá ser renovado por períodos anuales, en caso de mantenerse las condiciones de ingreso.
- b) Condiciones de ingreso del gas en condición flexibilizada: Deberá especificar el punto de recepción; la composición química del gas; las propiedades físicas del gas; y el caudal máximo para inyectar.
- c) Condiciones de ingreso del gas de corrección: Deberá especificar el punto de recepción; la composición química del gas; las propiedades físicas del gas; y el caudal mínimo para inyectar.
- d) Condiciones de la mezcla resultante: Deberá especificar la composición química del gas mezcla; las 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 la mezcla resultante no cumpla con los requisitos básicos de la Tabla 1, el Acuerdo de Corrección para rubricar por las partes deberá indicar expresamente los procedimientos de prorrateo pertinentes para la asignación de dicho gas. Ello, a los efectos de una equitativa asignación del Gas de Corrección, en aquellos casos donde la vena fluida dentro del sistema está llegando al límite en su capacidad de corrección.

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

4.7.2. Pautas que rigen los Acuerdos (Acuerdos de Corrección y Actas Acuerdo)

Los Acuerdos de Corrección y las Actas Acuerdo deben seguir las siguientes pautas:

- a) La obligación de los Productores de notificar a la Transportista involucrada acerca de eventuales desvíos de los límites máximos especificados en cada Acuerdo.
- b) Las compensaciones que pudieran derivarse de los Acuerdos, por la inyección de Gas en Condición Flexibilizada, no serán consideradas parte del precio del gas natural.
- c) 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 de la Transportista, a disminuir el caudal inyectado, de manera tal que la mezcla resultante se ajuste a lo establecido en el Acuerdo.

- d) La suscripción de los Acuerdos deberá realizarse en forma previa al ingreso de gas en condición flexibilizada por el Productor interesado.
- e) La Transportista supervisará el cumplimiento de las formalidades del Acuerdo y, dentro de los diez (10) días de suscripto, remitirá una copia al ENARGAS.
- f) Una vez firmado el Acuerdo, la Transportista será responsable de su control diario.
- g) Toda variación en la calidad del gas que dio origen al Acuerdo y que perdure más allá de los treinta (30) días corridos, o sesenta (60) días en el término de doce (12) meses, podrá ser motivo de su caducidad. 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.
- h) Cuando los Acuerdos sean celebrados por una Distribuidora o una Subdistribuidora, corresponderá que apliquen las disposiciones antes descriptas para la Transportista.

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

Los gastos administrativos ocasionados por los Acuerdos y los costos asociados a su implementación y seguimiento operativo quedarán a cargo del 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 las 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 las variables por controlar y su potencial impacto en las entregas.

4.7.4. Recepciones directas del Sistema de Distribución

En caso de 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.

4.7.5. 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 con lo determinado por la reglamentación vigente, facultará a la/s Transportista/s a requerir

la suspensión o la limitación de los Acuerdos de Corrección, a fin de adecuar las inyecciones al gasoducto en el tramo afectado por la inspección o reparación.

4.7.6. Período de transición

Para el caso de los Acuerdos de Corrección 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. Productor

- a) Los Productores son responsables de la calidad del gas y la administración de los volúmenes de gas inyectados en los puntos de recepción.
- b) Los Productores son responsables de notificar a la Transportista cualquier desvío en la calidad del gas inyectado dentro de las dos (2) horas de haberse producido. Posteriormente, de continuar el desvío, y dentro de las cuarenta y ocho (48) horas, deberá remitir a la Transportista un informe pormenorizado de lo ocurrido, a partir del cual se pueda evaluar la magnitud del evento y el tiempo que prevea el Productor en volver a la condición normal de inyección.

4.8.2. Transportista

- a) Las Transportistas son responsables de verificar la calidad del gas en los puntos de recepción.
- b) Las Transportistas son responsables de la calidad del gas transportado y entregado a sus Cargadores en los puntos de entrega.
- c) Las Transportistas son responsables de remitir al ENARGAS, en un plazo no mayor de diez (10) días, una copia de los Acuerdos de Corrección que hubieran celebrado.
- d) Ante la presencia de gas fuera de especificación, las Transportistas deberán notificar a sus Cargadores dentro de las dos (2) horas de haberse detectado el desvío de calidad del gas y administrar los volúmenes de gas transportados en su sistema para minimizar el impacto en los puntos de entrega.

4.8.3. Distribuidora

- a) Las Distribuidoras son responsables de verificar la calidad del gas en los puntos de entrega y en los puntos de recepción, cuando la inyección del Productor se produzca en forma directa a un sistema de distribución.
- b) Las Distribuidoras son responsables de medir la calidad del gas en los puntos interiores de la red.
- c) Las Distribuidoras son responsables de remitir al ENARGAS, en un plazo no mayor de diez (10) días, una copia de los Acuerdos de Corrección que hubieran celebrado.

- d) Ante la presencia de gas fuera de especificación, las Distribuidoras deben notificar a la Transportista correspondiente dentro de las dos (2) horas de haberse detectado el desvío de calidad del gas.
- e) Cuando el sistema de distribución esté operado por una Subdistribuidora, corresponderá aplicarle a esta los requisitos descriptos en este apartado.

Las responsabilidades que se establecen en este apartado 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 N°. 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 Resolución ENARGAS N.º 124/2018 (t. o. de las pautas de despacho) o la que en un futuro la reemplace, el Comité de Emergencia podrá, como último recurso y solo a efectos de satisfacer la demanda ininterrumpible, permitir el ingreso de gas natural fuera de especificación, mientras dure la situación de emergencia.

CAPÍTULO 5 – ESPECIFICACIONES DE CALIDAD EN CONDICIONES BÁSICAS

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

Estas especificaciones serán de cumplimiento para Productores, Transportistas, Distribuidoras, Subdistribuidoras, Almacenadores u otro actor que se incorpore en la industria del gas, 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 D1945 / GPA 2261 / IRAM-IAPG A 6862
Total de inertes (CO₂ + N₂)	% molar	4 (5.2)	ASTM D1945 / GPA 2261 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6862
Oxígeno (O₂)	% molar	0,2	ASTM D1945 / GPA 2261 / IRAM-IAPG A 6862
Vapor de agua (H₂O)	mg/m ³	65	ASTM D1142 / IRAM-IAPG A 6856 / ISO 6327
Sulfuro de hidrógeno (SH₂)	mg/m ³	3	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860 / IRAM-IAPG A 6861
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/ IRAM-IAPG A 6864 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 de la Transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior a 2,5 % molar.
- 5.2. Este valor límite podrá ser superado con acuerdo de la Transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior a 4,5 % molar.
- 5.3. El gas debe estar técnicamente libre de arena, polvo, gomas y otras sustancias indeseables que pudieran ser separadas de él, como los productos químicos utilizados en el procesamiento del gas (aminas, glicoles, antiespumantes, etc.) y los aceites lubricantes de equipos compresores, así como 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, los reguladores, medidores y otros dispositivos, a través de los cuales fluye. Además, no debe contener sustancia alguna que no se encuentre presente en el gas en el momento de su producción, con excepción de aquellas que pudieran ser necesarias para el transporte y la entrega del gas, siempre que no provoquen que el fluido deje de cumplir con las especificaciones de calidad dispuestas en la presente reglamentación.

NOTA: “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 debe 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 de la corriente gaseosa.

Este requisito no se aplicará en aquellos casos, en los que, aguas arriba del punto de recepción, haya una planta de procesamiento de gas que cuente con un sistema de separación y filtrado, como el descrito anteriormente, cuya salida se vincule unívoca y directamente con el punto de recepción y que esté equipado con un sistema de drenaje automático de líquidos. En tal caso, la Transportista o Distribuidora correspondiente será quien, previa verificación y control, preste conformidad para convalidar dicha instalación, adquiriendo el derecho de estar presente en el momento de la instalación, lectura, limpieza, cambio, reparación, inspección o prueba de los equipos involucrados.

CAPÍTULO 6 – MUESTREO Y MÉTODOS DE DETERMINACIÓN

Los parámetros de calidad de gas establecidos en la Tabla 1 deberán medirse o determinarse de acuerdo con la metodología expresada en el presente capítulo.

A tal efecto, serán considerados los valores promedio del día operativo o periódicos de las determinaciones o mediciones realizadas, según corresponda.

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, llevando a cabo 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 obtenerlas 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.), así como con los procedimientos escritos para efectuar la operación, la referencia a normas, etc.

La ubicación, los registros operativos y la frecuencia de análisis de los puntos interiores de red serán determinados por las Distribuidoras y Subdistribuidoras, conforme a 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 A 6862. En todos los casos, la toma de muestra se realizará en las instalaciones descriptas en el apartado 6.1.

La composición química del gas natural en los puntos de recepción será determinada por cromatógrafos *on-line*, y estos 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, con la conformidad previa de la Transportista/Distribuidora, siempre que un desvío de calidad de gas de dichos puntos de inyección no configure una situación crítica en sus puntos de entrega aguas abajo.

En aquellas redes que están vinculadas inequívocamente a un único punto de entrega, se podrán utilizar los análisis cromatográficos realizados en dicho punto de entrega, como representativos de las redes vinculadas a él.

NOTA: Lo citado en el párrafo anterior no obsta de efectuar las determinaciones de contenido de vapor de agua y compuestos de azufre, en los puntos interiores de la red, conforme a lo estipulado en este capítulo.

La determinación analítica de la composición del gas se realizará según los procedimientos establecidos por las normas ASTM D1945, GPA 2261 o IRAM-IAPG A 6862 y GPA 2286, para un análisis extendido. En cuanto a las muestras involucradas, se tomarán de acuerdo con las recomendaciones establecidas por el fabricante del muestreador y por las normas ASTM D5287 o ISO 10715, o IRAM-IAPG A 6858, o GPA 2166.

Los cromatógrafos empleados para la determinación de la composición química deberán calibrarse con un gas patrón de composición similar al gas analizado.

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 este estará disponible en tiempo real.

La información en los puntos de recepción deberá estar disponible (en tiempo real) para la Transportista.

La información correspondiente, tanto a los puntos de entrega como a los puntos de recepción, deberá estar disponible para el Cargador, teniendo este 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 puedan 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 del día siguiente.

En el caso de 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, esta podrá ser obtenida a través del sistema de respaldo instalado, analizando la muestra mediante otro cromatógrafo *on-line* 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. Se establece un plazo máximo de tres (3) meses para poder remediar la situación.

La referida información estará disponible por defecto dentro de las setenta y dos (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 (por debajo de 50.000 m³/día), podrá configurarse el muestreador continuo con un tiempo máximo de toma de muestras.

En los puntos de entrega, podrán utilizarse promedios ponderados de las composiciones obtenidas aguas arriba por cromatógrafos *on-line* que resulten representativos de la corriente resultante, e, igualmente, deberán contar con muestreador continuo de respaldo.

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 por verificar, se podrá instalar un muestreador continuo proporcional al tiempo.

Quien prevea instalar un muestreador continuo proporcional al tiempo deberá presentar ante el ENARGAS una justificación detallada y la aprobación de la contraparte.

Se deberá contar con el resultado de la cromatografía del período en cuestión dentro de las setenta y dos (72) horas subsiguientes a la extracción de la muestra.

En el caso de 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 usar promedios ponderados por el volumen, determinados en otros cromatógrafos y/o muestreadores que sean 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 y auditorías por el ENARGAS, y/o para 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 con 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; su frecuencia de realización será, como mínimo, la siguiente:

- 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 que contengan 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. Por lo tanto, la temperatura de rocío así determinada, a la presión de operación, debe corresponderse con la curva de fases calculada a partir de la composición analizada, ya sea mediante el cromatógrafo *on-line* o el análisis de la muestra obtenido con muestreador periódico continuo.

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* o, 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, 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, se utilizará el método del *Bureau of Mines* a presión de línea, de acuerdo con el procedimiento establecido en la norma ASTM D1142 o su equivalente IRAM-IAPG A 6856, o la norma ISO 6327. Los resultados deben expresarse en [mg/m³].

Podrán ser utilizados higrómetros, portátiles o de línea, convenidos 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:

6.6.1. Puntos de Recepción: se realizarán con una frecuencia 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.

En el caso de que el equipo *on-line* instalado presente falta de datos o fallas detectadas de funcionamiento, y no pueda analizar y/o almacenar la información, esta deberá ser obtenida a través de un sistema de respaldo, analizando la muestra con la frecuencia correspondiente, mediante higrómetro portátil convenido entre las partes o *Bureau of Mines*. Tal situación deberá ser aclarada al momento de informar dicha calidad de gas.

6.6.2. Puntos de Entrega: se realizarán con una frecuencia 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/Distribuidora involucrado.

En el caso de 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.

6.6.3. Puntos Interiores de Red: se realizarán con frecuencia quincenal. Esta frecuencia podrá aumentarse o reducirse en la medida que las características de las entregas y/o las circunstancias así lo ameriten. En las redes que pertenezcan a una misma área de calidad, se podrá realizar una única determinación como representativa de dicha área, para un determinado período. No obstante, los redes que integran una misma área de calidad deberán contar con un plan de rotación documentado y registrado.

6.6.4. 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 lo prescripto en la norma NAG-124 y se establecerá un operativo para la determinación del contenido de vapor de agua, hasta tanto se verifique que este parámetro se encuentra en especificación para las referidas instalaciones antes de ser

habilitadas definitivamente. Los procedimientos y las 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 SH_2 mayores o iguales a 2 mg/sm^3 , se hará con una frecuencia mínima diaria.

Se deben utilizar analizadores de tipo continuo:

- i. en inyecciones que superen los $50.000 \text{ sm}^3/\text{d}$;
 - ii. en inyecciones que pretendan ingresar en condición flexibilizada respecto de SH_2 , independientemente del caudal.
- b) Para aquellos casos con contenidos de SH_2 menores a 2 mg/sm^3 y hasta 1 mg/sm^3 , se realizarán determinaciones quincenales.
 - c) Para aquellos casos con contenidos de SH_2 menores o iguales a 1 mg/sm^3 y hasta $0,5 \text{ mg/sm}^3$, se realizarán determinaciones mensuales.
 - d) Para aquellos casos con contenidos de SH_2 menores o iguales a $0,5 \text{ mg/sm}^3$, 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.

En el caso de que el equipo *on-line* instalado presente falta de datos o fallas detectadas de funcionamiento y no pueda analizar, y/o almacenar la información, esta deberá ser obtenida a través de un sistema de respaldo, analizando la muestra con la frecuencia correspondiente mediante analizador portátil convenido entre las partes o instrumento cromático. Tal situación deberá ser aclarada al momento de informar dicha calidad de gas.

6.7.1.2. Puntos de Entrega:

- a) Para aquellos casos con contenidos de SH_2 mayores o iguales a $1,5 \text{ mg/sm}^3$, se hará con una frecuencia mínima mensual.
- b) Para aquellos casos con contenidos de SH_2 menores a $1,5 \text{ mg/sm}^3$, se realizarán determinaciones trimestrales.

En el caso de 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.

6.7.1.3. Puntos Interiores de Red:

- 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 las redes que pertenezcan a una misma área de calidad, se podrá realizar una única determinación como representativa de dicha área, para un determinado período. No obstante, las redes 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 con 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 la 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, 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 descripto 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 de 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 de 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 con los manuales de los fabricantes y 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 llevadas a cabo, registrando 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 lo indique conveniente, pero sin sobrepasar un (1) año. Esto, 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, la rutina de verificación de los elementos filtrantes, su estado y los demás datos relevantes de la operación y el 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 para 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 sobre la base de la precisión establecida en la norma de aplicación indicada para cada determinación.

6.10.1. Contenido de vapor de agua

Para el caso de que la determinación se realice por el método del *Bureau of Mines*, bajo la metodología indicada por la norma ASTM D1142, se utilizará un termómetro

calibrado cuyo desvío será inferior o igual a 1°C. Se entiende por desvío el valor indicado en el certificado de calibración como la diferencia entre el promedio de los valores de las observaciones efectuadas del instrumento para calibrar y el valor de referencia del laboratorio. Para el caso de la utilización de higrómetros *on-line*, estos deberán tener desvíos inferiores a 15 mg/m³, con respecto a verificaciones hechas por el método de *Bureau of Mines*.

6.10.2. Punto de rocío de hidrocarburos

Para el caso de que la determinación se realice por el método del *Bureau of Mines*, bajo la metodología indicada por la norma ASTM D1142, se utilizará un termómetro calibrado cuyo desvío será inferior o igual a 1°C. Se entiende por desvío el valor indicado en el certificado de calibración como la diferencia entre el promedio de los valores de las observaciones efectuadas del instrumento para calibrar y el valor de referencia del laboratorio.

6.10.3. Sulfuro de hidrógeno

La desviación estándar del instrumento no será mayor a +/- 10 %.

6.11. Auditoría y calibración de los instrumentos

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

La 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 su realización, en caso de que así lo requieran.

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

De observarse desvíos en los resultados por mal funcionamiento de los equipos, cualquiera de las partes podrá solicitar su recalibración, 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 D1945, GPA 2261 e IRAM-IAPG A 6862.

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, y se deberá informar 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 esto, deberá realizarse una presentación al ENARGAS de carácter informativo, en donde conste la aceptación de las partes involucradas en el punto de transferencia, 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 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 todo lo posible.

Es por esto por lo que un Productor que no cumpla con las condiciones básicas de la Tabla 1, pero que se encuentre dentro de los límites flexibilizados establecidos en la Tabla 2, podrá inyectar gas a un sistema de transporte; sin embargo, deberá previamente celebrar Acuerdos de Corrección con la Transportista, conforme a lo previsto en el apartado 4.7.

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

Parámetro	Condición flexibilizada	Referencia de control
Dióxido de carbono (CO₂)	7.1.1	ASTM D1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6862
Total de inertes (CO₂ + N₂)	7.1.2	ASTM D1945 / GPA 2261 / ISO 6976 / IRAM-IAP A 6862
Sulfuro de hidrógeno (SH₂)	7.1.3	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860
Azufre entero (S_{TOT})	7.1.4	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860 / IRAM-IAPG A 6861
Punto de rocío de hidrocarburo (PRHC)	7.1.5	GPA 2286 / IRAM-IAPG A 6864 y Ecuación de Estado
Poder calorífico superior (PCS)	7.1.6	GPA 2172 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854 / ASTM D3588
Índice de Wobbe (IW)	7.1.6	ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854

NOTA: Los parámetros omitidos de la Tabla 2 no tienen condición flexibilizada de ingreso a través del mecanismo previsto en el apartado 4.7.

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 y la instalación de un higrometro 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 afecta 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 un Acuerdo de Corrección en el caso de que el total de inertes se vea superado por la 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 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 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 afecta 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.

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 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 afecta 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 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 pueda 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, deberá seguir los lineamientos indicados en el apartado 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. 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.

En casos en los que, por razones atendibles y bajo su exclusiva responsabilidad, la Transportista admita en su sistema de transporte aportes cuya mezcla de gas aguas abajo del punto de recepción del gas en condición flexibilizada, respecto al PCS y/o al IW, no cumpla las condiciones básicas, deberá seguir los lineamientos indicados en el apartado 7.3.2.

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 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 dentro de 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 la Transportista involucrada lo autorice. Pasado ese lapso y persistiendo

las dificultades que dieron origen a los inconvenientes, el Productor deberá presentar un Acuerdo de Corrección, 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.

La Transportista involucrada deberá dar aviso al ENARGAS dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse verificado el desvío y deberá remitir un informe circunstanciado que 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 la Transportista involucrada lo autorice, el Productor contará con un período de 15 días corridos para ajustar las condiciones de calidad en el punto de recepción. Transcurrido ese lapso, sin haber llegado a la puesta a punto de las nuevas instalaciones, deberá celebrarse un Acuerdo de Corrección de carácter temporario, limitado al tiempo estimado que demandarán las actividades que afecten las normales operaciones.

La Transportista involucrada 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 la Transportista involucrada lo autorice.

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

La Transportista involucrada 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 en gasoductos de producción

Se podrán considerar incluidos en el presente apartado aquellos Productores que requieran ingresar gas que no cumple con las condiciones de calidad especificadas en la Tabla 1, en un gasoducto de producción, sea propio o de terceros, ya que la inyección en cuestión no cuenta con posibilidades de mezclarse con gas proveniente aguas arriba del punto de ingreso y que aguas abajo no existen entregas zonales.

La Transportista deberá efectuar una presentación al ENARGAS detallando lo siguiente:

- a) Las condiciones de todas las corrientes de ingreso al gasoducto: volúmenes diarios (máximo y mínimo); la presión y temperatura de operación; y la composición y las propiedades del gas natural que pretende ingresar.
- b) Las condiciones de la vena gaseosa transportada.
- c) Las especificaciones técnicas de las instalaciones alcanzadas por el gas en cuestión (diámetro, longitud, espesor, etc.).
- d) El plan de monitoreo y de control sobre la/s variable/s fuera de especificación.
- e) La manifestación expresa de que asume la responsabilidad total y exclusiva sobre el mantenimiento de la integridad de la cañería y de todas sus instalaciones, así como por las eventuales interrupciones en la inyección comprometida.

Los puntos enunciados anteriormente deberán quedar refrendados en un Acta Acuerdo, que deberá incluir los controles adicionales que garanticen que, en todo momento, se mantenga la seguridad y la protección del gasoducto y sus instalaciones.

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

El uso de las posibilidades aquí planteadas deberá consagrar el principio de acceso abierto del sistema de transporte y de ningún modo podrá significar un uso exclusivo del sistema a favor de un tercero.

7.3.2. Ingreso de gas fuera de especificación en gasoductos de transporte

Se podrán considerar incluidos en el presente apartado aquellos Productores que requieran ingresar gas que no cumple con las condiciones de calidad especificadas en la Tabla 1 en la cabecera de un gasoducto de transporte, ya 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 esta preste conformidad o no a la solicitud del Productor, que, en caso de negativa, deberá estar técnicamente fundamentada.

Para ello, la Transportista deberá seguir los siguientes lineamientos: (i) 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 produzca en forma previa a cualquier punto de entrega del sistema; y (ii) 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 de que la Transportista acceda a la solicitud del Productor, y bajo su exclusiva responsabilidad, deberá firmar un Acta Acuerdo con el solicitante, en la 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 no superará los doce (12) meses. No obstante, podrá ser renovado por igual período, de conformidad entre las partes.

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 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

El presente apartado rige para el gas que se conduce a través de gasoductos y redes aisladas de distribución que no se encuentran interconectadas a los sistemas troncales de transporte.

El Productor que pretenda el ingreso de gas que no cumpla con las condiciones de calidad especificadas en la Tabla 1 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 de que la Licenciataria pueda analizar adecuadamente la solicitud, la que tendrá como primordial objetivo la 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 los volúmenes diarios (máximo y mínimo); la presión y temperatura de operación; y la composición y las propiedades del gas natural que pretende ingresar; y donde constarán los desvíos máximos históricos registrados.

En ese sentido, la Licenciataria 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 prestarla a la solicitud que, si es negativa, deberá estar técnicamente fundamentada.

En caso de que la Licenciataria acceda a la solicitud, y bajo su exclusiva responsabilidad, deberá firmar un Acta Acuerdo con el solicitante en la que se expongan las condiciones de ingreso, el plan de monitoreo y de control sobre la/s variable/s fuera de especificación. Además, deberá 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 plazo de vigencia del Acta Acuerdo no superará los doce (12) meses. No obstante, podrá ser renovado por igual período, de conformidad entre las partes.

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. Condiciones particulares para la entrega a un Cargador Directo

El presente apartado rige sobre aquellos Cargadores Directos de un sistema de transporte que, habiendo analizado la factibilidad del caso, y bajo su exclusiva responsabilidad, estén dispuestos a aceptar 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 la que se expondrán las condiciones del gas por entregar, el plan de monitoreo y de control sobre la/s variable/s fuera de especificación, y, si fuera necesario, un plan de acciones adicionales para la protección de las instalaciones y los usuarios.

El plazo de vigencia del Acta Acuerdo no superará los doce (12) meses. No obstante, podrá ser renovado por igual período, de conformidad entre las partes.

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. Condiciones particulares de entrega respecto al PRHC

Serán atendibles aquellos casos en los que, habiendo analizado la factibilidad del caso, se pretenda realizar entregas de gas en sistemas de distribución que se encuentren en condición flexibilizada respecto al PRHC.

La limitación del PRHC en el punto de entrega será responsabilidad de la Transportista, la que deberá asegurar que, en todo momento, el gas natural entregado se mantenga íntegramente en fase gaseosa aguas abajo del punto de transferencia, teniendo en cuenta los saltos de presión que se realicen en los sistemas de regulación dentro del sistema de distribución.

Para estos casos, la Transportista deberá firmar un Acta Acuerdo con la Distribuidora, en la que se expondrán las condiciones del gas por entregar, el plan de monitoreo y de control del PRHC, y, si fuera necesario, un plan de acciones adicionales para la protección de las instalaciones y los usuarios.

Cuando el sistema de distribución esté operado por una Subdistribuidora, corresponderá aplicarle los requisitos descriptos en este apartado.

El plazo de vigencia del Acta Acuerdo no superará los doce (12) meses. No obstante, podrá ser renovado por igual período, de conformidad entre las partes.

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.

7.7. Lineamientos para las Actas Acuerdo

Además de las condiciones establecidas en los apartados 7.3, 7.4, 7.5 y 7.6, las Actas Acuerdo deberán seguir los lineamientos establecidos en el apartado 4.7.2.

CAPÍTULO 8 – GAS FUERA DE ESPECIFICACIÓN

El gas natural que no cumpla con las condiciones básicas establecidas en el capítulo 5, y que no se encuadre en alguna de las condiciones particulares 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 las instalaciones de Transportistas, Distribuidoras y Cargadores.

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 las Transportistas y Distribuidoras, siendo estas últimas las supervisoras de la calidad del gas en sus respectivos sistemas y quienes tienen la capacidad de administrarlo para mitigar el impacto que pueda causar.

La falta de cumplimiento de las disposiciones previstas en los apartados 8.1 y 8.2 será motivo de aplicación de sanciones por parte del ENARGAS.

8.1. Protocolo de notificaciones y administración del gas fuera de especificación en los sistemas de transporte

8.1.1. Los Productores darán aviso a la Transportista de los desvíos en la calidad del gas inyectado dentro de las dos (2) horas de producido. Posteriormente, de persistir el desvío, deberán remitir a la Transportista dentro de las cuarenta y ocho (48) horas un informe pormenorizado de lo ocurrido, a partir del cual se pueda evaluar la magnitud del evento y el tiempo que prevea el Productor en volver a la condición normal de inyección.

8.1.2. En caso de que una Transportista compruebe que un Productor está inyectando gas fuera de especificación en un punto de recepción, estará habilitada para lo siguiente:

- a) 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, por un lado, la Transportista deberá notificar de tal situación al Productor correspondiente y pautar, si fuera necesario, las condiciones de ingreso, de acuerdo con lo previsto en el capítulo 7. Por otro lado, el Productor deberá acatar la reducción de ingreso solicitada.

- b) Solicitar el corte del ingreso del gas fuera de especificación, a fin de impedir el acceso de dicho gas, si estimara que este compromete la seguridad de su sistema. Por un lado, la Transportista deberá notificar de tal situación al Productor correspondiente y dar aviso al Cargador para que reformule su nominación. Por otro lado, el Productor deberá acatar la instrucción de corte de inyección solicitada.

8.1.3. En el caso de que se compruebe la presencia de gas fuera de especificación en un sistema de transporte, de manera que afecte la calidad de la vena gaseosa transportada y que, como consecuencia, se puedan producir entregas de gas fuera de especificación, la Transportista deberá notificar a sus Cargadores dentro de las dos (2) horas de detectarse el desvío, para que estos evalúen los riesgos y los pasos a seguir, a efectos de mitigar el impacto que pueda ocasionar el gas fuera de especificación. Asimismo, deberá dar aviso de tal situación al ENARGAS y remitir un informe circunstanciado con el detalle de la situación dentro de las veinticuatro (24) horas.

8.2. Protocolo de notificaciones y administración del gas fuera de especificación en los sistemas de distribución

8.2.1. En el caso de que se compruebe la presencia de gas fuera de especificación en un sistema de distribución, la Distribuidora deberá dar aviso a la Transportista involucrada dentro de las dos (2) horas de detectarse el desvío, para que esta realice las acciones necesarias, en caso de verificarse que el gas fuera de especificación provenga del sistema de transporte.

- a) Si el gas fuera de especificación proviniera del sistema de transporte y la Transportista involucrada no hubiese cumplido alguna de las disposiciones previstas en el apartado 8.1, será pasible de sanciones.
- b) Si el gas fuera de especificación no fuera responsabilidad de un Productor o una Transportista, la Distribuidora será pasible de sanciones.

Asimismo, la Distribuidora deberá dar aviso de tal situación al ENARGAS y remitir un informe circunstanciado con el detalle de la situación dentro de las veinticuatro (24) horas.

8.2.2. Cuando la inyección del Productor se realice en forma directa a un sistema de distribución, deberán seguirse las disposiciones previstas en el apartado 8.1, y corresponderá aplicar a la Distribuidora las definiciones descriptas a la Transportista.

8.2.3. Cuando el sistema de distribución esté operado por una Subdistribuidora, corresponderá aplicar a esta los requisitos descriptos en el apartado 8.2.

Anexo A (Normativo)

Condiciones de calidad de biogás para redes aisladas de distribución

El biogás que ingrese en redes aisladas de distribución deberá cumplir con las especificaciones indicadas en la Tabla A.1.

Tabla A.1 – Especificaciones de calidad para biogás en redes aisladas de distribución

Parámetro	Unidad	Condición
Metano (CH₄)	% molar	Mín. 55
Dióxido de carbono (CO₂)	% molar	Máx. 45
Sulfuro de hidrógeno (SH₂)	mg/m ³	Máx. 3
Vapor de agua (H₂O)	mg/m ³	Máx. 65
Poder calorífico superior (PCS)	kcal/m ³	Mín. 5000
	MJ/m ³	Mín. 20,9
Índice de Wobbe (IW)	kcal/m ³	Mín. 5025
	MJ/m ³	Mín. 21,0

Para el biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas, se deben controlar, además, las especificaciones de la Tabla A.2.

Tabla A.2 – Especificaciones adicionales para el biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas

Parámetro	Unidad	Condición
Siloxanos	mg/m ³	Máx. 10
Compuestos halogenados	mg/m ³	Máx. 1

FORMULARIO PARA OBSERVACIONES (*)

Observaciones propuestas a la norma NAG-602 Año 2019		
“Especificaciones de calidad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases análogos”		
Ref.: Expediente EX-2019-36023126- -APN-GT#ENARGAS		
Empresa:	Rep. Técnico:	
Dirección:	CP:	TEL:
Página:	Apartado:	Párrafo:
Donde dice:		
Se propone:		
Fundamento de la propuesta:		
Firma	Aclaración	Cargo

Instrucciones para completar el formulario de observaciones (uno para 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 aplicar.
3. En el espacio identificado "**Fundamento de la Propuesta**", incluir una explicación de qué posible problema, carencia, etc., resolvería o mejoraría la propuesta, completando la argumentación que se dé, o bien con la mención concreta de la bibliografía técnica en que se sustente, en lo posible adjuntando sus copias, o bien detallando la experiencia propia sobre 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).

(*) El modelo de formulario para la presentación de observaciones podrá ser utilizado en cualquier momento durante la vigencia de la norma.