

Bogotá D.C., 30 de Septiembre de 2014

CNOGAS – 163-2014

Doctor
CARLOS FERNANDO ERASO CALERO
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG
Ciudad

Asunto: Protocolo Operativo de Medición, propuesta para actualización del RUT en materia de medición.

Respetado doctor Eraso,

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, atendiendo lo definido en el artículo 21 del Decreto 2100 de 2011 el cual establece: "El CNOG, por su propia iniciativa, podrá someter a consideración de la CREG los Protocolos y Acuerdos operativas que considere necesarios para lograr una operación segura, confiable y económica del SNT. La CREG contará con noventa (90) días para pronunciarse y, si es pertinente, adoptarlo mediante acto administrativo", desarrolló el Protocolo Operativo de Medición a través del cual se propone a la Comisión la actualización del Reglamento único de Transporte, RUT, en temas asociados a medición de gas natural. Como complemento al Protocolo, el Consejo definió los numerales del RUT que consideran ajustes, documento que forma parte integral del trabajo realizado.

De acuerdo con lo anterior, ponemos a consideración de la CREG para su correspondiente análisis los documentos (i) Protocolo Operativo de Medición y (ii) Reformas al RUT_CNO. En reunión acordada con la Comisión, el Comité Técnico de Medición del Consejo realizará el jueves 2 de octubre de 2014 presentación de socialización de las propuestas definidas en los documentos anteriormente mencionados en la presente comunicación.

Como complemento informamos a la Comisión que dada la particular importancia de esta propuesta y su incidencia en el sector de gas natural en el país, iniciaremos sesiones con ICONTEC que permitan definir la conveniencia de llevar a Norma Técnica Colombiana, NTC, el contenido del documento propuesto a la CREG.

Quedamos atentos para atender cualquier solicitud sobre este particular

Cordial saludos


FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico del CNOGas

c.c. Jorge Eliécer Durán- Asesor
Miembros CNOGas

Anexo: 45(fóllos) y 1 (CD)

CREG 2 OCT 2014 14:45

Protocolo Operativo de Medición

PROPUESTA PARA ACTUALIZACIÓN DEL RUT EN MATERIA DE
MEDICIÓN – JULIO 2014
COMITÉ TÉCNICO DE MEDICIÓN

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL – CNO-GAS | Bogotá D.C.

CONTENIDO

| | | |
|------|--|----|
| 1. | INTRODUCCIÓN | 1 |
| 2. | OBJETO Y ALCANCE | 1 |
| 3. | FUNDAMENTOS | 2 |
| 3.1 | VOCABULARIO, LENGUAJE Y FACTORES DE CONVERSIÓN RELACIONADOS CON LA MEDICIÓN DE GAS NATURAL | 2 |
| 3.2 | DEFINICIONES DEL PROTOCOLO OPERATIVO DE MEDICIÓN | 2 |
| 4. | REQUISITOS TÉCNICOS | 7 |
| 4.1 | SISTEMA DE MEDICIÓN | 7 |
| 4.2 | CLASIFICACIÓN Y EXACTITUD DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN | 9 |
| 4.3 | CRITERIOS MÍNIMOS DE CONFIGURACIÓN PARA UN SISTEMA DE MEDICIÓN | 10 |
| 4.4 | ESPECIFICACIONES DEL MÓDULO DE MEDICIÓN | 11 |
| 4.5 | ESPECIFICACIONES DEL DISPOSITIVO DE CONVERSIÓN DE VOLUMEN | 12 |
| 4.6 | PRESIÓN | 14 |
| 4.7 | TEMPERATURA | 15 |
| 4.8 | FACTOR DE COMPRESIBILIDAD | 15 |
| 4.9 | DENSIDAD | 15 |
| 4.10 | PODER CALDRÍFICO | 15 |
| 5. | DETERMINACIÓN DE ENERGÍA | 17 |
| 6. | CONTROL METROLÓGICO | 20 |
| 6.1 | TRAZABILIDAD EN SISTEMAS DE MEDICIÓN | 20 |
| | TRAZABILIDAD EN SISTEMAS DE MEDICIÓN | 20 |
| 6.2 | CONTROL DE TRAZABILIDAD Y ACCESO A SISTEMAS DE MEDICIÓN | 21 |
| 6.3 | VERIFICACIÓN INICIAL | 22 |
| 6.4 | CONTROL METROLÓGICO (VERIFICACIONES POSTERIORES) | 23 |

LISTA DE TABLAS

| | | |
|----------|--|----|
| TABLA 1. | CLASIFICACIÓN SISTEMAS DE MEDICIÓN Y EMP GLOBAL | 9 |
| TABLA 2. | EMP POR MÓDULOS | 9 |
| TABLA 3. | ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN | 10 |
| TABLA 4. | EMP PARA INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN ASOCIADOS DIFERENTES A DISPOSITIVOS PARA DETERMINACIÓN DE PODER CALDRÍFICO | 13 |
| TABLA 5. | INTERVALO DE TIEMPO PARA MEDICIÓN DE PODER CALDRÍFICO Y DETERMINACIÓN DE PODER CALDRÍFICO REPRESENTATIVO | 18 |
| TABLA 6. | PARÁMETROS Y ALCANCE A EVALUAR EN LA VERIFICACIÓN INICIAL | 22 |
| TABLA 7. | FRECUENCIA DE LAS ACTIVIDADES DE CONTROL METROLÓGICO (VERIFICACIONES POSTERIORES) | 23 |

1. INTRODUCCIÓN

Desde 1999 el RUT ha brindado los lineamientos regulatorios y técnicos en materia de medición en actividades vinculadas al transporte de gas, particularmente en lo que respecta a la transferencia de custodia. No obstante, la publicación en 2007 de la Recomendación OIML R 140 "Measuring systems for gaseous fuel" representó un nuevo y más avanzado panorama para el control metrológico de los sistemas de medición de gas empleados en transferencia de custodia. A diferencia de las normativas y regulaciones para control metrológico que antecedieron la OIML R140, esta referencia introduce el concepto de Clase de Exactitud y una noción integral del "sistema de medición", en contraposición al control metrológico tradicional, el cual se enfocaba en el medidor de gas exclusivamente o en una visión desarticulada de los componentes del sistema, con una predominancia hacia el control de instrumentación secundaria y la estipulación de exigencias sobre la medición de volumen sin ningún tipo de escalas entre los sistemas que operan con volúmenes muy grandes y aquellos de menor capacidad.

En el año 2012 el CNO-Gas creó un Comité Técnico de Medición, integrado por especialistas de medición de las empresas miembro y con participación de funcionarios de la CREG y la SSPD. El objetivo principal del Comité Técnico de Medición consistía en estudiar y analizar la OIML R 140 para evaluar la posibilidad de implementar su enfoque en el sector del transporte de gas natural en Colombia mediante una reforma y complementación de los requisitos dados en el RUT y sus posteriores modificaciones.

El presente Protocolo Operativo de Medición corresponde al resultado de 2 años de trabajo del Comité Técnico de Medición del CNO-Gas. Representa una adaptación de la OIML R 140 acorde con las necesidades en materia de medición de transferencia de custodia que demanda el sector del transporte de gas en Colombia, para lo cual se tuvo en cuenta el desarrollo tecnológico que ha tenido el país esta materia, destacándose en particular el incremento en el número y capacidad de laboratorios acreditados en el país, el cual ocupa un puesto notable en Latinoamérica, así como el aumento de profesionales en el sector con conocimientos en metrología de gas, aspectos que sin lugar a dudas contribuyen a la renovación de las exigencias bajo un nuevo panorama técnico, soportado internacionalmente y enfocado a la mejora operativa y la confiabilidad en las operaciones de transferencia de custodia.

2. OBJETO Y ALCANCE

El presente Protocolo Operativo de Medición tiene por objeto establecer requisitos, directrices y procedimientos de carácter técnico necesarios para el adecuado desarrollo de los procesos de medición de transferencia de custodia a nivel de transporte de gas. Ha sido desarrollado a partir de las mejores prácticas aceptadas a nivel nacional e internacional, en especial con base en la Recomendación OIML R 140 "Measuring systems for gaseous fuel".

El alcance del Protocolo se circunscribe a sistemas de medición en estaciones para transferencia de custodia asociadas a puntos de entrada, de salida y entre transportadores.

3. FUNDAMENTOS

3.1 Vocabulario, Lenguaje y Factores de Conversión Relacionados con la Medición de Gas Natural

Para todos los propósitos relacionados con parámetros asociados a la medición de gas natural, además de las definiciones contenidas en el Numeral 1.1 "DEFINICIONES" del RUT, se tendrán en cuenta las siguientes disposiciones:

- a) **Vocabulario General de Metrología:** El presente Protocolo adopta el "Vocabulario Internacional de Metrología Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados" (VIM) en su última edición o aquella que la modifique, actualice o sustituya. El VIM es publicado por el Comité Conjunto sobre Guías en Metrología (JCGM) de la Oficina Internacional de Pesas y Medidas (BIPM), y conocido como JCGM 200.
- b) **Definiciones específicas para la medición de gas:** El presente Protocolo adopta de forma complementaria las definiciones dadas en el numeral 3.2 de este mismo documento "Definiciones del Protocolo Operativo de Medición", las cuales fueron adaptadas principalmente a partir de la Recomendación OIML R 140 (2007), normativa emitida por la Organización Internacional de Metrología Legal (OIML).
- c) **Lenguaje:** El presente Protocolo adopta la Norma Internacional ISO 80000-1 "Magnitudes y Unidades - Parte 1: Generalidades" en su última edición o aquella que la modifique, actualice o sustituya.
- d) **Factores de Conversión:** El presente Protocolo adopta la última edición del documento NIST Special Publication 811 "Guide for the Use of the International System of Units (SI)", publicado por National Institute of Standards and Technology (NIST) o aquella que lo modifique, actualice o sustituya. En particular el "Appendix B. Conversion Factors" con relación a los Factores de Conversión.

3.2 Definiciones del Protocolo Operativo de Medición

Las definiciones que se presentan a continuación fueron apropiadas de la OIML R140 (2007). En el Protocolo Operativo de Medición no se adoptaron todas las definiciones propuestas por OIML y en algunos casos se realizaron adaptaciones.

Junto a cada definición se muestra entre paréntesis el numeral que la identifica en la referencia original.

Medidor (T.1.1)

Instrumento destinado para medir (y de ser necesario memorizar y visualizar) el volumen o masa de gas que fluye a través del dispositivo de medición de flujo a las condiciones de medición.

NOTA 1: El visualizador (display) puede ser un dispositivo indicador remoto.

NOTA 2: La definición de Medidor es análoga al concepto de "Elemento Primario" de API MPMS 21.1.

Dispositivo de medición de flujo (T.1.2)

Parte del medidor que convierte el flujo de volumen o masa del gas a ser medido, en señales para el computador de flujo. Este incluye el sensor y el transductor de medida.

Computador de Flujo (T.1.3)

Parte del sistema de medición que recibe las señales de salida proveniente(s) del (de los) dispositivo(s) de medición de flujo, o de otro computador de flujo y posiblemente de los instrumentos de medida asociados, transformándolas, y, si es necesario, almacena los resultados en la memoria hasta que estos sean usados. Adicionalmente, el computador de flujo puede ser capaz de transmitir y recibir datos de equipos periféricos.

NOTA 1: Un sistema de medición puede tener uno, dos o más computadores de flujo.

NOTA 2: La definición de Computador de flujo es análoga al concepto de "Elemento Terciario" de API MPMS 21.1.

Dispositivo indicador (T.1.4)

Parte de un instrumento de medida que muestra los resultados de medida.

Dispositivo auxiliar (T.1.5)

Dispositivo, diferente del dispositivo indicador principal, conectado a un computador de flujo, destinado para desempeñar una función particular, directamente involucrado en la elaboración, transmisión o visualización de resultados de medida.

Los *principales* dispositivos auxiliares son:

- dispositivo indicador repetidor
- dispositivo de impresión
- dispositivo de memoria
- dispositivo indicador totalizador
- dispositivo de conversión
- dispositivo auxiliar de telemetría

NOTAS:

- 1) Un dispositivo auxiliar puede o no estar sujeto a control metrológico de acuerdo a su función dentro del sistema de medición.
- 2) Un dispositivo auxiliar puede estar integrado dentro del computador de flujo, dentro del medidor, o constituir un equipo periférico vinculado al computador de flujo por medio de una interfaz.

Dispositivo adicional (T.1.6)

Elemento o dispositivo, diferente de un dispositivo auxiliar, necesario para asegurar la correcta medición o destinado para facilitar las operaciones de medición, o que de alguna forma podría afectar la medición.

Ejemplos de dispositivos adicionales son:

- filtro
- acondicionador de flujo
- derivación o línea de by-pass
- válvulas
- dispositivos de reducción de presión localizados aguas arriba o aguas abajo del medidor
- sistemas de muestreo
- tubería

Sistema de medición (T.1.7)

Sistema que comprende el módulo de medición, todos los dispositivos auxiliares y adicionales, y cuando sea necesario, un sistema de disposiciones documentadas asegurando la calidad y la trazabilidad de los datos.

Módulo de medición (T.1.8)

Subensamblaje de un sistema de medición que corresponde al (a los) medidor(es), asociado(s) -donde sea aplicable- con un computador de flujo adicional con un dispositivo de corrección y un dispositivo indicador, y a todas las demás partes del circuito de gas del sistema de medición (particularmente dispositivos adicionales).

Instrumento de medición asociado (T.1.9)

Instrumento para medir determinados mensurandos que son característicos del gas (temperatura, presión, densidad, poder calorífico, etc.) y los cuales son usados por el computador de flujo con la finalidad de hacer una corrección y/o una conversión.

NOTA: La definición de Instrumento de medición asociado es análoga al concepto de "Elemento Secundario" de API MPMS 21.1.

Factor de corrección (T.1.10)

Factor numérico (constante simple o proveniente de una función matemática "fq") por el cual se multiplica el resultado no corregido, para compensar el error sistemático estimado.

Dispositivos de ajuste y corrección (T.1.11)

Dispositivo de ajuste (T.1.11.1)

Dispositivo incorporado en el medidor que solo permite el desplazamiento de la curva de error relativo generalmente en forma paralela a la misma, con el objeto de llevar los errores dentro de los errores máximos permisibles y ajustar el error promedio ponderado al mínimo.

Dispositivo de corrección (T.1.11.2)

Dispositivo conectado o incorporado en el medidor y/o un computador de flujo para corrección automática del volumen a condiciones de medición, tomando en cuenta el caudal y/o las características del gas a ser medido (temperatura, presión, composición del gas, etc.) y las curvas de calibración previamente determinadas.

NOTA: Las características del gas pueden ser medidas usando instrumentos de medición asociados o almacenarse en una memoria dentro del instrumento.

Dispositivo de conversión (T.1.12)

NOTAS:

- 1) En este Protocolo la expresión "dispositivo de conversión" aplica tanto a los dispositivos de conversión como a la función de conversión en un computador de flujo.
- 2) Un computador de flujo, un dispositivo de corrección y un dispositivo de conversión pueden estar combinados en una sola unidad.

Dispositivo de conversión de volumen (T.1.12.1)

Dispositivo que automáticamente convierte el volumen medido a las condiciones de flujo o la masa en volumen a condiciones base o en masa tomando en cuenta las características del gas (por ejemplo presión, temperatura, composición, densidad) medidas con instrumentos de medición asociados o almacenadas en una memoria.

El cociente entre el volumen a condiciones base o de la masa con respecto al volumen en condiciones de medición, se denomina "factor de conversión".

Dispositivo de conversión de energía (T.1.12.2)

Dispositivo que automáticamente multiplica el volumen a condiciones base o la masa por el poder calorífico representativo del gas.

Condiciones de medición (T.1.13)

Condiciones del gas a las cuales la cantidad (volumen o caudal) es medida en el punto de medición (a la temperatura y presión del gas medido).

Condiciones base (T.1.14)

Condiciones específicas a las cuales son convertidas las cantidades de gas medidas.

NOTAS:

- 1) El término "condiciones de referencia" es usado frecuentemente en lugar de "condiciones base".
- 2) Un caso particular de condiciones base corresponde a las "Condiciones Estándar" citadas en el Numeral 1.1 "Definiciones" del RUT y a las cuales se refieren los volúmenes y todas las propiedades volumétricas del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte.

Poder calorífico bruto (superior)(T.1.15)

Cantidad de calor que sería liberado por la combustión completa en aire de una cantidad específica de gas, de manera que la presión a la cual la reacción se produce permanece constante, y todos los productos de combustión son llevados a la misma temperatura especificada de los reactantes, estando todos estos productos en estado gaseoso excepto el agua formada por combustión, la cual es condensada al estado líquido a la temperatura especificada.

NOTAS:

- 1) En todos los casos, dentro del ámbito del RUT y del presente Protocolo Operativo de Medición, siempre que se utilice el término poder calorífico se estará haciendo referencia al poder calorífico bruto (superior).
- 2) La entalpía de condensación y la entalpía de combustión dependen directamente de la temperatura y la presión; por consiguiente la energía se considera a condiciones base.
- 3) El poder calorífico debe determinarse sobre una base másica o volumétrica.

Poder calorífico representativo (T.1.16)

Poder calorífico individual o una combinación de poderes caloríficos cuyo valor es considerado, de acuerdo con la configuración del sistema de medición, el poder calorífico más apropiado para ser asociado con la cantidad medida con el objeto de calcular la energía.

Dispositivo para determinación de poder calorífico (DDPC) (T.1.17):

Instrumento de medición asociado para la obtención del poder calorífico del gas.

Registro de auditoría (Audit Trail) (T.1.18)

Conjunto de registros electrónicos o físicos (papel) que permiten realizar una revisión completa de las variables medidas, los parámetros de configuración y los resultados de los cálculos para comprobar la exactitud de una medición y cualquier corrección necesaria.

NOTA: Los registros requeridos pueden incluir: volúmenes a condiciones de medición, presiones, temperaturas, poderes caloríficos, especificaciones de parámetros y de las ecuaciones de conversión, volúmenes y energía a condiciones base, datos de calibración, y registros de alarma.

Comunicación segura (T.1.19)

Comunicación, física o no, entre elementos de un sistema de medición que asegura que la información transferida de uno de estos elementos a otro, no pueda ser alterada por el usuario, por influencias externas o por falla del sistema.

NOTA: Esto se logra a través de sellos y/o mecanismos de comprobación.

Disposiciones documentadas (T.1.20)

Disposiciones establecidas por el usuario de un sistema de medición con el objeto de dar confianza a los entes de control y a las partes involucradas directamente en la transferencia de custodia, que las operaciones están ejecutándose de acuerdo con los requisitos metroológicos cuando estas no se realizan mediante el uso de instrumentos de medición asociados sujetos a control o comunicaciones seguras.

NOTA: Las disposiciones documentadas pueden ser parte de un sistema de aseguramiento de la calidad.

Factor de compresibilidad (T.1.21)

Parámetro que indica la desviación a partir del gas ideal.

Condiciones nominales de fábrica (T.1.22)

Condiciones de uso normales, promedio o típicas de un sistema de medición o de un dispositivo suministradas por el fabricante.

Indicación(es) primaria(s) (T.2.1)

Indicación o indicaciones (mostradas, impresas o memorizadas), las cuales están sujetas a control de metrología legal.

NOTA: Indicaciones diferentes de las primarias se conocen comúnmente como indicaciones secundarias.

Error máximo permisible (EMP) (T.2.6)

Valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido en este Protocolo para una medición, instrumento o sistema de medida dado.

Intervalo de Medición Especificado (T.2.8)

Conjunto de valores de mensurandos o magnitudes características del gas para las cuales se espera que el error se encuentre dentro de los límites especificados en este Protocolo. En general los límites superior e inferior del intervalo de medición especificado se denominan valor máximo y valor mínimo respectivamente (por ejemplo: máximo caudal 2000 m³/h, mínimo caudal 50 m³/h).

NOTAS:

- 1) Esta definición aplica al sistema de medición y también a los elementos que componen el sistema de medición.
- 2) Los principales mensurandos o magnitudes características del módulo de medición son: caudal, presión, temperatura y composición del gas.
- 3) Un dispositivo de conversión tiene un intervalo de medición especificado para cada magnitud que este procesa.

Caudal máximo del sistema de medición $Q_{m\acute{a}x}$ (T.2.9)

Caudal igual a la suma de los caudales de todos los medidores en brazos paralelos (donde aplique) que conforman el sistema cuando uno de estos medidores alcanza su máximo caudal bajo las condiciones especificadas de uso, estando todos los medidores en operación.

NOTA: en ningún momento se puede exceder el intervalo de medición especificado para los medidores.

Caudal mínimo del sistema de medición $Q_{m\acute{i}n}$ (T.2.10)

Caudal igual a o mayor que el más pequeño "caudal mínimo" de los medidores individuales

NOTA: en ningún momento se puede exceder el intervalo de medición especificado para los medidores.

Error de repetibilidad (T.2.13)

Para propósitos de este Protocolo, es la diferencia entre el mayor y el menor de los resultados de mediciones sucesivas de una misma magnitud llevadas a cabo bajo las mismas condiciones.

Efecto de instalación (T.2.19)

Cualquier diferencia en el desempeño del módulo de medición que surja entre la calibración bajo condiciones ideales y las condiciones reales de uso. Esta diferencia puede ser ocasionada por diferentes condiciones de flujo debido al perfil de velocidad, perturbaciones o por diferentes condiciones de operación (pulsación, flujo intermitente, flujo alternado, vibraciones, etc.).

Caudales máximos proyectados ($Q_{m\acute{a}x}$ proyectados) – (Sin Antecedente OIML):

Conjunto de caudales horarios máximos operativos pronosticados por el agente teniendo en cuenta la evolución de los consumos con respecto al tiempo en los Puntos de Transferencia de Custodia.

4. REQUISITOS TÉCNICOS

4.1 Sistema de Medición

Cada punto de transferencia de custodia debe incluir una estación para transferencia de custodia en la que esté instalado un sistema de medición, mediante el cual se pueda contabilizar la cantidad de gas expresada en volumen a las condiciones base especificadas en el RUT, y determinar la respectiva energía entregada y recibida por el Sistema de Transporte dentro de los límites de error máximo permisible dados en el presente Protocolo.

La clase de exactitud, el tipo de conversión y los componentes que debe incluir un sistema de medición van a depender en general de su caudal máximo. Vale la pena aclarar que un medidor por sí mismo no representa un sistema de medición y que un sistema de medición puede incluir múltiples elementos, entre ellos los que se presentan en la siguiente lista pero sin limitarse a los mismos.

- Medidor(es) o módulo de medición
- Facilidades de verificación
- Sellos metrológicos
- Dispositivos de conversión (* si aplican)
- Dispositivo para determinación de poder calorífico (* si aplica)

- Sistema de extracción y acondicionamiento de muestras de gas (* si aplican)
- Facilidades para la calibración del dispositivo para determinación de poder calorífico incluyendo patrones de calibración (* si aplican)
- Equipo de conmutación para seleccionar el número apropiado de líneas de medición, correspondiente al caudal o consumo real de la estación y usado para asegurar que cualquier medidor en servicio está midiendo el caudal dentro de su Q_{\min} y Q_{\max} (*)
- Válvulas de bloqueo o aislamiento (**)
- Juntas de aislamiento (P. Ej. Empaques dieléctricos o juntas monolíticas) usados como protecciones eléctricas contra transientes (**)
- Tubería y accesorios adicionales (**)
- Filtro y separador (**)
- Equipo para precalentamiento de gas (**)
- Equipo para reducir los niveles de ruido (**)
- Equipo para control de flujo y presión de la estación o de la línea de medición (**)
- Equipo para prevenir la formación de hielo e hidratos (**)
- Equipo para absorber vibraciones y pulsaciones (**)
- Dispositivos para acondicionamiento del perfil de flujo (**)
- Disposiciones documentadas y sistemas de aseguramiento de la calidad (***)
- Otros componentes (**)

(*) Siempre será(n) parte del sistema de medición cuando esté(n) presente(s).

(**) Son parte del sistema de medición cuando existen riesgos de que los mismos influyeran el desempeño del sistema de medición

(***) Son parte del sistema de medición cuando sea necesario asegurar la integridad y/o la correcta operación del sistema de medición.

La validez o conformidad de un sistema de medición asociado a una estación de transferencia de custodia está sujeta a la verificación del cumplimiento de diversos requisitos:

- Requisitos de índole regulatorio dados en el RUT.
- Requisitos técnicos adoptados regulatoriamente que están dados en el presente Protocolo, dentro de los que se destacan los correspondientes a los errores máximos permisibles propios de la clase del sistema de medición y los requerimientos acerca de los elementos que deben conformar un sistema de medición de acuerdo a su clase.
- Requisitos técnicos provistos en las diversas normativas técnicas que constituyen las referencias de los sistemas de medición y que establecen las características particulares y de desempeño metrológico de los módulos, dispositivos, componentes e instrumentos asociados que conforman el sistema de medición de acuerdo con la clasificación correspondiente.

Si hay varios medidores destinados para una sola operación de medición, se considera que estos medidores están incluidos dentro del mismo módulo de medición o sistema de medición.

Si hay varios medidores destinados para operaciones de medición diferentes y tienen elementos en común (calculador, filtros, dispositivo de conversión, etc.), cada medidor se considera que constituye, en conjunto con los elementos comunes, un módulo de medición o sistema de medición.

4.2 Clasificación y exactitud de los sistemas de medición

Los sistemas de medición se clasifican en cuatro categorías: Clase A, B, C y D; las cuales son determinadas por el Transportador a partir de los Caudales Máximos Proyectados ($Q_{m\acute{a}x}$ proyectados) reportados por el Agente propietario del Sistema de Medición (RUT 5.3.2) y son la base usada para evaluar la Clase que debe cumplir el sistema de medición según los intervalos establecidos en la Tabla 1 del presente Protocolo. A partir de la Clase se derivan las exigencias de cumplimiento sobre los EMP, los componentes que deben contener los sistemas de medición y otras disposiciones particulares dadas en el presente Protocolo.

La clase de los sistemas de medición tiene asociado un Error Máximo Permissible – EMP, tanto para la determinación de volumen convertido como para la determinación de energía.

Tabla 1. Clasificación sistemas de medición y EMP Global

| | Clase A | Clase B | Clase C | Clase D |
|---|-------------|------------|------------------------|--------------|
| Q_{max} proyectado a cond. Base – Estándar RUT [KPCH] | Mayor a 350 | Mayor a 35 | Mayores o iguales a 10 | Menores a 10 |
| EMP en la determinación de Volumen convertido [%] | ±0,9 | ±1,5 | ±2,0 | ±3,0 |
| EMP Energía [%] | ±1,0 | ±2,0 | ±3,0 | ±4,0 |

Los $Q_{m\acute{a}x}$ proyectados deberán ser pronosticados por el Agente para un panorama operativo de diez (10) años contados a partir del año de entrada en operación del sistema de medición y deben ser consistentes con el Contrato de Transporte.

Un sistema de medición solamente puede ostentar una única Clase (A, B, C o D), no podrá tener simultáneamente varias clases o una combinación de clases. Salvo acuerdo entre las partes siempre se aplicará la Clase más estricta cuando el intervalo de $Q_{m\acute{a}x}$ proyectados sea tan amplio que alcance a cubrir varias de las clases dadas en la Tabla 1 del presente Protocolo.

En la Tabla 2 se relacionan los EMP aplicables a los diferentes módulos que conforman un sistema de medición.

Tabla 2. EMP por módulos

| | Clase A | Clase B | Clase C | Clase D |
|--|---------|---------|---------|---------|
| Volumen a condiciones de medición | ±0,7% | ±1,2% | ±1,5% | ±2,0% |
| Conversión en volumen a condiciones base | ±0,5% | ±1,0% | ±1,5% | ±2,0% |
| Medición de PC (con DDPC) | ±0,5% | ±1,0% | ±1,0% | ±1,0% |
| Determinación de PC representativo | ±0,6% | ±1,25% | ±2,0% | ±3,0% |
| Conversión en energía (EMP en cálculos) | ±0,05% | ±0,05% | ±0,05% | ±0,05% |

Para la verificación del cumplimiento de la clase de exactitud de un sistema de medición según los EMP correspondientes, se aplicará una combinación cuadrática de los máximos errores permisibles aplicables a cada uno de los siguientes módulos:

- Módulo de medición (a condiciones de medición)
- Módulo de conversión (volumen a condiciones base)
- Determinación del Poder calorífico (medido o representativo)

En ningún caso puede considerarse que los errores determinados bajo este enfoque o aproximación corresponden a incertidumbres, siendo que estos no cumplen todos los criterios aplicables a las estimaciones de incertidumbre según la GUM. El Transportador y el Agente propietario del sistema de medición podrán realizar una estimación rigurosa de la incertidumbre asociada a la medición de un sistema como parte de sus planes de aseguramiento metrológico pero en cualquier caso, la verificación del cumplimiento de la clase de exactitud del sistema de medición se basará en la combinación cuadrática de los máximos errores permisibles.

4.3 Criterios mínimos de configuración para un sistema de medición

El diseño y configuración de un sistema de medición deben estar basados en los valores máximos y mínimos operativos previstos para las principales magnitudes características del módulo de medición:

- Caudal (volumétrico o másico) de gas
- Presión de diseño y de operación
- Temperatura ambiente y del gas
- Composición del gas

Según los criterios anteriores y teniendo en cuenta adicionalmente consideraciones técnicas y operativas, en la Tabla 3 se relacionan los requisitos mínimos para el diseño y configuración de un sistema de medición de acuerdo con la clase a la cual pertenece.

Tabla 3. Elementos constitutivos de un sistema de medición

| Elemento | Clase A | Clase B | Clase C | Clase D |
|--|---------|------------------------|------------|----------|
| Módulo de medición | X | X | X | X |
| Dispositivo auxiliar de telemetría | X | X | (Nota 1) | (Nota 1) |
| Dispositivo de corrección y ajuste | X | X | (Nota 1) | (Nota 1) |
| Dispositivo (módulo) de conversión de volumen y energía en sitio | X | X | X | |
| Conversión de temperatura (medición local) | X | X | X | |
| Conversión de presión (medición local) | X | X | X | |
| Conversión de Z | X | X (Nota 2) (Nota 3) | X (Nota 2) | |
| Dispositivo para determinación de PC – local | X | (Nota 3) | | |
| Determinación de PC remota (muestreo o calculado) | | X | X | X |
| Alternativa para las conversiones anteriores: medición de densidad | X | (Nota 3) | | |

| Elemento | Clase A | Clase B | Clase C | Clase D |
|--|---------|---------|---------|---------|
| Alternativa para las conversiones anteriores: determinación remota de densidad (calculada) | | X | X | X |

- **Nota 1:** Obligatorio para GNV y usuario no regulado, para otros tipos de usuarios, estos elementos serán opcionales y su uso estará sujeto a las exigencias de la CREG en materia operativa.
- **Nota 2:** Es obligatorio realizar la conversión por Z pero es opcional contar con instrumento de medición asociado para la medición de composición del gas.
- **Nota 3:** Obligatorio para puntos de transferencia entre productor-transportador y entre transportadores

Cuando los datos requeridos para la conversión de volumen y energía no son medidos en sitio, o cuando se determinan remotamente, como en el caso de los elementos opcionales de la Tabla 3 o cuando se han suscrito acuerdos entre las partes, se debe contar con disposiciones documentadas que aseguren la representatividad de los datos empleados con relación a los errores máximos permisibles y la correspondiente trazabilidad de dichos datos para realizar la conversión respectiva.

4.4 Especificaciones del módulo de medición

Como medidor se pueden emplear dispositivos de medición de flujo con diferentes principios de medida para determinar la cantidad de gas (volumen o masa) a condiciones de medición, siempre y cuando posean desempeños comprobados que aseguren el cumplimiento de los requerimientos particulares dados para el módulo de medición para el intervalo de medición especificado. Las tecnologías aceptadas para transferencia de custodia incluyen pero no se limitan a:

- Placa de orificio
- Turbinas
- Ultrasónicos
- Másicos tipo Coriolis
- Diafragmas
- Rotativos

Cumplimiento de estándares técnicos

El medidor, o medidores, en un módulo de medición deben cumplir con las normativas y reportes técnicos aplicables, en sus últimas versiones.

Los medidores empleados en estaciones para transferencia de custodia deben poseer certificado de calibración expedido por un laboratorio acreditado (ISO/IEC 17025), a partir del cual se evidencie el cumplimiento de las normativas técnicas aplicables con relación al desempeño metrológico y de los requisitos relacionados con la trazabilidad e incertidumbre de los resultados obtenidos.

Los medidores empleados deben contar con certificación de aprobación de modelo (certificado de conformidad) que valide, entre otros aspectos, su desempeño metrológico para aplicaciones de transferencia de custodia de gas natural de acuerdo con al menos una de las normativas técnicas aplicables y aceptadas por el RUT y este Protocolo para la tecnología de medición seleccionada. Dicho certificado debe ser emitido por un organismo competente con

reconocimiento internacional, aceptado entre las partes, para lo cual se seguirán los lineamientos establecidos en el Decreto 2269 de 1993 y las normas que lo modifiquen o sustituyan.

Consideraciones generales

- Cuando se tengan varios medidores operando en paralelo en un módulo de medición, deben considerarse los límites de caudal (Q_{max} , Q_{min}) de los diferentes medidores.
- Los rangos de medición deben satisfacer las condiciones de uso del módulo de medición, este deberá ser diseñado para que el caudal de operación siempre se encuentre entre el mínimo y máximo caudal. La relación de Q_{max}/Q_{min} para el módulo de medición debe ser especificada por el fabricante.
- La construcción de un módulo de medición debe permitir la instalación de medidores individuales satisfaciendo los requerimientos particulares de montaje para cada medidor. El montaje de los medidores de gas con sus respectivas tuberías aguas arriba y aguas abajo debe realizarse respetando las consideraciones respectivas dadas de acuerdo al siguiente orden de prioridad:
 - 1) Las disposiciones establecidas en el certificado de aprobación de modelo del módulo de medición.
 - 2) Las disposiciones de la normativa técnica de referencia, aplicable a la tecnología de medición empleada.
 - 3) Las instrucciones del fabricante.
- Los medidores que pueden fallar ante eventos en los que se exceda su caudal máximo (por ejemplo turbinas, rotativos, etc.), deberán instalarse con un elemento de restricción de flujo apropiado para garantizar su protección ante condiciones puntuales (no permanentes) en caso de sobre-revolución. El dispositivo de restricción de flujo debe instalarse aguas abajo del medidor pero no directamente sobre su cuerpo. Debe ser posible ubicar un sello para garantizar su instalación. El dispositivo limitador de flujo puede ser mecánico o electrónico.

4.5 Especificaciones del dispositivo de conversión de volumen

Este módulo está conformado por un dispositivo de conversión de volumen e Instrumentos de medición asociados según corresponda de acuerdo con la clase del sistema de medición (Tabla 3). Un computador de flujo, un dispositivo de corrección y un dispositivo de conversión pueden estar combinados en una única sola unidad.

De acuerdo con la configuración del sistema de medición (Tabla 3), los dispositivos de conversión pueden contar con cinco tipos de algoritmo diferente para la obtención del volumen a condiciones base:

- **Conversión offline:** Conversión que no es realizada en sitio, aplica para sistemas que no cuentan con dispositivo de conversión de volumen. En estos casos la presión, la temperatura y el factor de compresibilidad (P , T y Z respectivamente) se asumen constantes y los lineamientos al respecto deben estar consignados en las disposiciones documentadas del sistema de medición.
- **Conversión T:** Conversión de volumen como una función de la temperatura, P y Z se asumen constantes (por ejemplo: medidores con compensación por temperatura integrado), de acuerdo a las disposiciones documentadas del sistema de medición
- **Conversión P, T:** Conversión de volumen como una función de la presión y de la temperatura con el factor de compresibilidad constante (llamada conversión P T), Z se asume constante de acuerdo con las disposiciones documentadas del sistema de medición (por ejemplo: medidores con compensación de P y T integrados en un odómetro electrónico).
- **Conversión P, T, Z:** Conversión de volumen como una función de la presión, la temperatura y teniendo en cuenta el factor de compresibilidad, la composición puede o no estar constante de acuerdo a las disposiciones documentadas del sistema de medición.

- **Conversión de densidad:** Conversión de volumen a condiciones base como una función de la densidad a condiciones base la cual puede ser medida en sitio o asignada como constante de acuerdo a las disposiciones documentadas del sistema de medición.

Normativas técnicas aplicables al dispositivo de conversión de volumen

Los dispositivos de conversión de volumen empleados deben contar con certificación de aprobación de modelo (certificado de conformidad) que valide, entre otros aspectos, su desempeño metrológico para aplicaciones de transferencia de custodia de gas natural de acuerdo con cualquiera de las siguientes normativas técnicas aplicables y aceptadas por el RUT y este Protocolo:

- API 21.1
- AGA 13
- MID - EN12405-1

Dicho certificado debe ser emitido por un organismo competente con reconocimiento, aceptado entre las partes, para lo cual se seguirán los lineamientos establecidos en el Decreto 2269 de 1993 y las normas que lo modifiquen o sustituyan.

El certificado de conformidad es requerido para validar en aplicaciones de transferencia de custodia los dispositivos de conversión. Entre otros aspectos:

- Instalación eléctrica (Hazardous -classified- location)
- Algoritmos de conversión empleados
- Exactitud de los algoritmos de conversión
- Especificaciones del audit trail
- Variables registradas en el dispositivo y su frecuencia de muestreo
- Capacidad de almacenamiento hasta por 40 días (resolución horaria), aplicable a sistemas que no cuenten con telemetría.

Los errores máximos permisibles, positivos o negativos, en el cálculo de cantidades de gas, aplicables a los computadores de flujo deben ser iguales al 0,05% del valor verdadero calculado.

Verificación de EMP

Los instrumentos de medición asociados deben cumplir con las normativas técnicas y recomendaciones pertinentes, estos instrumentos deben contar con un desempeño metrológico que satisfaga los requerimientos de exactitud dados para los sistemas de medición y sus componentes.

Los instrumentos usados para la medición de temperatura, presión (manométrica, absoluta y diferencial), densidad y aquellos usados para determinar el poder calorífico deben indicar y/o registrar directamente los valores medidos, o deben estar asociados a un transmisor para enviar las señales a un equipo aparte, usado para mostrar, registrar o almacenar las cantidades medidas. En cualquier caso el resultado de medición debe ser accesible y auditable.

Los errores máximos permisibles en la conversión de volumen a condiciones base pueden ser verificados mediante cualquiera de los dos métodos siguientes, según los valores de EMP establecidos en la Tabla 4.

Tabla 4. EMP para instrumentos de medición asociados diferentes a dispositivos para determinación de poder calorífico

| EMP en | Clase A | Clase B | Clase C | Clase D |
|--------|---------|---------|---------|---------|
|--------|---------|---------|---------|---------|

| | | | | |
|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Temperatura | $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ | $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ | $\pm 1,0^{\circ}\text{C}$ | $\pm 5,0^{\circ}\text{C}$ |
| Presión | $\pm 0,2\%$ | $\pm 0,5\%$ | $\pm 1,0\%$ | $\pm 3,0\%$ |
| Densidad | $\pm 0,35\%$ | $\pm 0,7\%$ | $\pm 1,0\%$ | $\pm 2,0\%$ |
| Factor de compresibilidad | $\pm 0,3\%$ | $\pm 0,3\%$ | $\pm 0,5\%$ | $\pm 1,0\%$ |

- **Primer método (instrumentos de señales analógicas):** El instrumento de medición asociado y los cálculos son verificados por separado. Cada instrumento de medición asociado es verificado (Tabla 4), usando la indicación disponible sobre el dispositivo de conversión. La verificación del cálculo consiste en verificar el cumplimiento de los EMP para cada magnitud característica del gas según los valores dados en la Tabla 4, teniendo en cuenta que el EMP en el cálculo por la conversión aplicable al dispositivo de conversión es $\pm 0,05\%$ del valor verdadero calculado.
- **Segundo método (instrumentos de señales digitales):** El instrumento de medición asociado y los cálculos también son verificados por separado. Sin embargo, cada instrumento de medición asociado es verificado (Tabla 4) usando la indicación disponible directamente sobre el mismo instrumento de medición. Esta indicación debe corresponder al valor que es directamente procesado por el dispositivo de conversión de volumen. Entonces la verificación consiste solamente en la verificación del EMP en el cálculo por la conversión aplicable al dispositivo de conversión, el cual es $\pm 0,05\%$ del valor verdadero calculado.

En el caso que alguna magnitud característica del gas no sea medida usando un instrumento de medición asociado (presión, temperatura, etc.), se deberá tener en cuenta la desviación estándar o el coeficiente de variación (cociente entre la desviación estándar y la media), según sea apropiado. Estos aspectos deben estar registrados a través de disposiciones documentadas con el objeto de determinar que se cumplen los requisitos de EMP para los módulos correspondientes.

4.6 Presión

La presión estática y diferencial deberá determinarse de acuerdo con lo estipulado en las normativas y referencias técnicas aplicables.

En caso de emplear instrumentos o transmisores manométricos (no absolutos), la presión estática, se determinará a través de la suma de la presión manométrica y la presión atmosférica promedio del sitio en donde se encuentre instalado el sistema de medición, empleando los mejores y más actualizados recursos para su caracterización exacta, de acuerdo con el siguiente orden de prioridad:

- 1) Medición directa "in situ" empleando un barómetro electrónico trazable.
- 2) Correlación por altitud basada en la información obtenida a partir de GPS.

Para el cálculo de la presión atmosférica a partir de la altura sobre el nivel del mar (hipsometría) se podrá emplear cualquiera de las siguientes referencias (o normativas de mayor exactitud, cuando estén disponibles):

- Apéndice B de AGA Report No. 7 de 2006 (NOAA US Standard Atmosphere) o la edición que lo sustituya
- ISO 2533 última edición

En la instalación de las líneas manométricas se debe considerar que el transductor de presión debe estar conectado a la toma de presión dispuesta en el medidor para tal fin, y que el sistema debe ser diseñado para que el instrumento de medición de presión pueda ser verificado (manifold, conector o T) usando un patrón de medida apropiado en el punto de medición.

4.7 Temperatura

La temperatura del flujo deberá determinarse de acuerdo con lo estipulado en las normativas y referencias técnicas aplicables.

La determinación del EMP asociado a la temperatura de flujo comprende el conjunto compuesto por el sensor, el transmisor o conversor análogo digital y el dispositivo de conversión, formando una cadena de medida.

El sensor de temperatura debe estar instalado de tal forma que garantice que la temperatura medida es la temperatura a las condiciones de medición de acuerdo con las normativas y recomendaciones técnicas aplicables.

En todos los casos debe ser posible verificar en sitio la medición de temperatura.

4.8 Factor de Compresibilidad

La determinación del factor de compresibilidad se debe realizar empleando los métodos descritos en cualquiera de las normativas técnicas en sus últimas versiones, relacionados a continuación (o normativas de mayor exactitud, cuando estén disponibles):

- GERG
- ISO 12213
- AGA 8

4.9 Densidad

La determinación de la densidad se debe realizar siguiendo los lineamientos de cualquiera de los estándares, relacionados a continuación en sus últimas versiones (o normativas de mayor exactitud, cuando estén disponibles):

- ISO 6976
- ASTM D 3588
- GPA 2172

4.10 Poder Calorífico

En todos los casos, dentro del ámbito del RUT y del presente Protocolo Operativo de Medición, siempre que se utilice el término poder calorífico se estará haciendo referencia al poder calorífico bruto (superior). Cuando se empleen unidades inglesas se utilizará el BTU_{IT} .

El poder calorífico puede ser obtenido a partir de la medición directa, mediante calorímetros, o a partir de la composición del gas (por cromatografía o métodos correlativos). Para el cálculo del poder calorífico se debe considerar cualquiera de las siguientes normativas de referencia en su última versión (u otras normativas técnicas que cumplan las exigencias particulares de EMP dadas en este Protocolo):

- ISO 6976
- ASTM D3588
- ASTM D7164

- GPA 2172

Cuando se emplee un cromatógrafo como dispositivo para determinación del poder calorífico, dicho analizador deberá seleccionarse, instalarse y operarse de forma que se garantice la ejecución de análisis con una baja incertidumbre de medición, de conformidad con cualquiera de las siguientes normativas de referencia en su última versión (u otras normativas técnicas que cumplan las exigencias particulares de EMP dadas en este Protocolo):

- ASTM D1945
- GPA 2261
- ISO 6974

Cuando sean empleados calorímetros para la determinación directa del poder calorífico se deben considerar cualquiera de las siguientes normativas de referencia en su última versión (u otras normativas técnicas que cumplan las exigencias particulares de EMP dadas en este Protocolo):

- ASTM D1826
- ASTM D7314

El sistema de muestreo asociado al analizador debe asegurar que la muestra de gas que llega al analizador es representativa para la corriente de proceso y se adecua a los requerimientos propios de la operación del analizador. Para lo cual se deben considerar tanto las recomendaciones del fabricante como cualquiera de las siguientes normativas en su última versión (u otras normativas que cumplan las exigencias particulares de EMP dadas en este Protocolo):

- ISO 10715
- API MPMS 14.1
- GPA 2166
- ASTM D5503

Verificación EMP

La verificación del EMP asociado al módulo para determinación de poder calorífico (Tabla 2) se debe realizar mediante la evaluación del error obtenido al comparar el poder calorífico medido por el dispositivo con respecto al poder calorífico convencionalmente verdadero, el cual es determinado a partir de la composición del gas de referencia mediante el uso de cualquiera de las normativas técnicas relacionadas a continuación en su última versión (u otras normativas que cumplan las exigencias particulares de EMP dadas en este Protocolo):

- ISO 6976
- ASTM D3588
- GPA 2172

Adicionalmente a la evaluación del error máximo permisible, se debe considerar el desempeño metrológico de los dispositivos para determinación de poder calorífico a partir de los siguientes aspectos:

- **Evaluación de Repetibilidad:** El error de repetibilidad (como se define en T.2.13) del dispositivo para determinación de poder calorífico debe ser menor o igual a un quinto (1/5) de la magnitud de EMP que podría ser aplicable para el valor medio del resultado de medición.
- **Intervalo de ajuste y deriva:** El objetivo del procedimiento de ajuste es llevar al dispositivo para determinación de poder calorífico a las condiciones de operación de acuerdo con el uso y exactitud

previsto. El procedimiento de ajuste, definido por el fabricante, se debe realizar empleando por lo menos un gas de referencia y un blanco, siguiendo las recomendaciones del fabricante en cuanto al intervalo de ajuste, sin que el intervalo sea superior a un mes. La deriva al final del intervalo de ajuste debe ser menor o igual que la mitad del EMP aplicable.

Gases de referencia

El gas de referencia empleado en el ajuste de los dispositivos para determinación de poder calorífico debe corresponder a Material de Referencia Certificado, para los cuales se debe garantizar lo siguiente:

- **Condensación:** Durante el uso, transporte y almacenamiento no debe ocurrir ningún cambio en la composición del gas. En ningún momento durante la fabricación del gas, su transporte, almacenamiento, instalación y operación, la temperatura del cilindro debe alcanzar o estar por debajo de la temperatura de punto de rocío de hidrocarburos característica de la mezcla, incluyendo un margen de seguridad. No debe ocurrir condensación retrógrada. Durante la expansión a través de válvulas, tubos, o reguladores de presión, no debe ocurrir condensación debido al enfriamiento por efecto Joule/Thomson.
- **Periodo de validez:** El fabricante debe especificar en el certificado el periodo de validez correspondiente, este no puede ser superior a 5 años.
- **Preparación:** Deben estar preparados por método gravimétrico.
- **Trazabilidad:** Todos los gases de calibración deben ser trazables a patrones nacionales o internacionales.
- **Certificación:** La certificación de la incertidumbre requerida en el poder calorífico debe ser desarrollada por una entidad autorizada. Cada cilindro debe estar acompañado de su respectivo certificado e instrucciones detalladas para el transporte.
- **Componentes:** En los cromatógrafos, el gas de referencia debe contar con todos los componentes que el analizador está en capacidad de evaluar. La composición final del gas reportada en el certificado debe estar verificada con un análisis cromatográfico en laboratorio, es decir que no se admiten certificados con resultados gravimétricos o reportes de componentes por balance.

Para todos los gases de calibración la incertidumbre del poder calorífico certificado, como se establece en ISO 6976, debe ser menor a un tercio del error máximo permisible.

Como alternativa a la certificación del poder calorífico, se pueden emplear gases de referencia certificados por composición, para lo cual se tendrán en cuenta los siguientes valores límite en la incertidumbre certificada por el proveedor para cada componente:

- Metano: Máximo 0,2 % relativo.
- Etano, propano, butanos, dióxido de carbono, nitrógeno: Máximo 1% relativo.
- Todos los demás componentes: Máximo 2 % relativo,

5. DETERMINACIÓN DE ENERGÍA

La equivalencia en energía del gas que pasa a través de un punto de transferencia de custodia es el resultado de multiplicar el volumen convertido por el poder calorífico representativo:

$$\text{Energía} = \text{Volumen Convertido} \times \text{Poder Calorífico Representativo}$$

Donde, tanto el volumen como el poder calorífico son referenciados a las condiciones base.

En principio, la energía a ser determinada debería ser la suma de la energía instantánea entregada. Sin embargo, considerando que en la práctica esto no es posible se acepta no asociar el poder calorífico instantáneo al correspondiente volumen instantáneo a condiciones base teniendo en cuenta una de las siguientes alternativas:

1) Poder calorífico representativo

- Se determina un poder calorífico representativo en intervalos de tiempo iguales o menores a los intervalos de tiempo establecidos en la Tabla 5.
- Este poder calorífico representativo es basado en mediciones individuales de poder calorífico a intervalos de tiempo más pequeños o iguales al valor máximo aceptable (Tabla 5).
- El poder calorífico representativo está asociado con la cantidad medida durante el intervalo de tiempo en que el poder calorífico representativo es determinado.
- La estabilidad del poder calorífico durante el intervalo de tiempo de determinación del poder calorífico representativo es considerada como una fuente de incertidumbre.

2) Procedimientos de reconstrucción

- El procedimiento de reconstrucción debe permitir la asignación del poder calorífico representativo u otras propiedades del gas en intervalos de tiempo iguales a los establecidos en la Tabla 5.
- El modelo de reconstrucción empleado debe contar con una declaración de exactitud para los diferentes sistemas de medición, la cual debe ser inferior al EMP aplicable a la determinación de poder calorífico representativo o las demás propiedades obtenidas por el mismo método.
- La herramienta y el modelo de reconstrucción junto con la declaración de exactitud para los diferentes sistemas de medición debe contar con reconocimiento para aplicaciones de transferencia de custodia, lo cual será soportado mediante la aprobación emitida por una entidad idónea aceptada entre las partes.

En consideración a lo anterior, se obtiene un valor convencionalmente verdadero (de energía) resultante de la multiplicación de la cantidad medida acumulada (volumen convertido) durante el mismo periodo de tiempo empleado para la determinación del poder calorífico representativo correspondiente. No es necesario tener en cuenta la variación de consumos durante este periodo.

Tabla 5. Intervalo de tiempo para medición de poder calorífico y determinación de poder calorífico representativo

| Alternativas | Clase de exactitud | | | |
|---|---|--------|--------|-------|
| | A | B | C | D |
| Máximo intervalo de tiempo aceptable para medición individual de poder calorífico | 15 minutos (el valor mínimo dependerá de la estabilidad en el poder calorífico) | 1 hora | 1 hora | 1 día |
| Mínimo intervalo de tiempo para determinación de poder calorífico representativo | De acuerdo con la aplicación | 1 día | 1 día | 1 día |

De acuerdo con la configuración del sistema de medición, la determinación del poder calorífico representativo puede requerir disposiciones documentadas. Como por ejemplo cuando el poder calorífico no es determinado localmente (en el mismo lugar del módulo de medición) y/o cuando el poder calorífico no es continuamente medido y asociado con la cantidad medida sin una diferencia de tiempo.

Como consecuencia de la definición, el error en la conversión en energía debe considerar los siguientes componentes:

- Error del dispositivo para determinación del poder calorífico (E_{DDPC}).

- La incertidumbre expandida resultante del hecho que el poder calorífico no es estable y no es medido continuamente (U_C).
- La incertidumbre expandida resultante del hecho que el poder calorífico no está asociado con la cantidad medida sin una diferencia de tiempo (U_T).
- La incertidumbre expandida resultante del hecho que el poder calorífico no es determinado localmente (U_L).
- Otros posibles componentes de incertidumbre (U_O).

La estimación de la incertidumbre expandida debería realizarse de acuerdo con la GUM, aunque se acepta para casos sencillos realizar una combinación cuadrática de los componentes. A continuación se establece la forma como estos componentes se determinan y combinan con el objeto de calcular el error en la conversión en energía.

- **Error del dispositivo para determinación de poder calorífico:** Para calcular el error en el poder calorífico es posible usar los errores de medición efectivos del DDPC, pero en general los errores del DDPC no pueden ser determinados para cada condición de uso. En lugar de esto es más fácil considerar los EMP aplicables para el DDPC. Se considera que un DDPC que cumple todos los requisitos establecidos anteriormente posee errores de medición menores o iguales a los EMP aplicables. Estos EMP, denominados en adelante EMP_{DDPC} , son usados como el componente relevante para calcular el error en el poder calorífico. Para la combinación de componentes, y en la medida de lo necesario, estos EMP pueden ser reducidos a una "incertidumbre estándar", u_{DDPC} , dividiendo por el factor de cobertura apropiado.
- **Incertidumbre en el tiempo de determinación:** Cuando la demora entre la toma de la muestra y el análisis sea significativa, se debe evaluar este componente de incertidumbre de acuerdo con las disposiciones documentadas relevantes. Para la combinación de componentes, y en la medida de lo necesario, esta incertidumbre expandida puede ser reducida a una incertidumbre estándar, u_T , cuando se divide por el factor de cobertura adecuado.
- **Incertidumbre en la estabilidad del poder calorífico:** Durante el intervalo de tiempo sobre el cual se determina el poder calorífico representativo, la estabilidad del poder calorífico instantáneo conlleva una componente de incertidumbre, U_C . Esta componente es evaluada de acuerdo a las disposiciones documentadas relevantes. Para la combinación de componentes, y en la medida de lo necesario, esta incertidumbre expandida puede ser reducida a una incertidumbre estándar u_C , cuando se divide por el factor de cobertura adecuado.
- **Incertidumbre por localización:** Cuando el poder calorífico no es determinado localmente, la incertidumbre expandida correspondiente, U_L , es evaluada de acuerdo con las disposiciones documentadas relevantes. Dicha componente puede deberse a dos causas: i) diferentes fuentes u orígenes de los gases y ii) la demora por el tránsito del gas entre los puntos de medición para la cantidad medida (volumen) y el punto para la medición del poder calorífico. Para la combinación de componentes, y en la medida de lo necesario, esta incertidumbre expandida puede ser reducida a una incertidumbre estándar u_L , dividiendo por el factor de cobertura apropiado.
- **Otras incertidumbres:** Sin ninguna razón particular, el valor de este componente es nulo. Sin embargo, debe considerarse el aporte de fuentes de incertidumbre adicionales en los siguientes casos (por ejemplo):
 - Cuando la configuración del sistema de medición es compleja y es necesario determinar incertidumbres estándar de acuerdo a una evaluación de tipo A como se establece en la GUM.
 - Cuando el consumo de gas ha sido identificado como no constante (por ejemplo en un contrato específico) y es probable que tenga un efecto significativo en el resultado final.
 - Cuando el nivel de confianza acerca de la trazabilidad del poder calorífico no sea suficiente en el caso de comunicaciones no seguras.
 - Cuando hay posibles efectos de interferencia en la medición de poder calorífico.

En este caso, la incertidumbre expandida correspondiente U_0 es evaluada de acuerdo a las disposiciones documentadas relevantes, y si es apropiado con el certificado de aprobación de modelo del DDPC. Para la combinación de componentes, y en la medida de lo necesario, esta incertidumbre expandida puede ser reducida a una incertidumbre estándar u_0 , dividiendo por el factor de cobertura apropiado.

Para la combinación de componentes, el factor de cobertura convencional para la determinación de cualquiera de las incertidumbres estándar relacionadas anteriormente es $k=2$ (a partir de las incertidumbres expandidas), esta disposición también se aplica cuando se determine el error por combinación cuadrática de componentes asociado al poder calorífico, E_{PC} , después que la incertidumbre estándar correspondiente ha sido calculada.

6. CONTROL METROLÓGICO

6.1 Trazabilidad en sistemas de medición

En todos los procesos de calibración/verificación en laboratorio, los cuales son contemplados a continuación tanto en "trazabilidad en sistemas de medición" y "trazabilidad en patrones de trabajo", se propenderá por el uso de los laboratorios acreditados (ISO/IEC 17025) en el territorio nacional, reconocidos por el ente nacional competente (ONAC, o quien haga sus veces). También podrán ser empleados laboratorios internacionales reconocidos por el ente equivalente en el extranjero.

Trazabilidad en sistemas de medición

La trazabilidad en las mediciones obtenidas en un sistema de medición debe ser demostrada en todas las calibraciones relacionadas con la verificación inicial y verificaciones posteriores.

Para garantizar la trazabilidad en las mediciones asociadas a los diferentes módulos que conforman un sistema de medición, se considerarán las alternativas relacionadas a continuación:

- **Para medidores, calibración/verificación en laboratorio:** En los procesos de calibración/verificación en laboratorio de los elementos que conforman el módulo de medición, se empleará como criterio para la aceptación de los resultados que la CMC (capacidad de medición y calibración) del laboratorio debe ser inferior a $1/3$ del EMP aplicable a la clase correspondiente en el alcance de operación proyectado, sin embargo, para el caso de medidores clase A, se puede emplear como criterio alternativo para la aceptación de los resultados la reducción de los EMP con el exceso de incertidumbre de acuerdo con las siguientes condiciones:
 - **Calibración/Verificación inicial:** los errores obtenidos en el proceso de calibración/verificación deben ser inferiores a $(6/5 * EMP-U)$
 - **Calibración/Verificación posterior:** los errores obtenidos en el proceso de calibración/verificación deben ser inferiores a $(4/3 * EMP-U)$

Donde, EMP corresponde al error máximo permisible para la clase de medidor evaluado y U corresponde a la incertidumbre asociada al proceso de calibración.

- **Para las magnitudes de presión y temperatura, calibración/verificación in situ mediante patrones de trabajo:** La exactitud y trazabilidad de los patrones de trabajo empleados para la verificación/calibración

de las magnitudes de presión y temperatura asociadas a un sistema de transferencia de custodia, así como el método empleado en dicho proceso, deben garantizar que la incertidumbre asociada al resultado obtenido en campo sea inferior o igual a 1/3 del EMP aplicable a la magnitud correspondiente.

- **Para DDPC, calibración/verificación in situ mediante materiales de referencia certificado:** La incertidumbre asociada al parámetro certificado debe ser inferior o igual a 1/3 del EMP aplicable, o según se estableció en el numeral relacionado con poder calorífico si la certificación se realiza con base en los componentes del material de referencia.

Trazabilidad en Patrones de trabajo

Para los patrones de trabajo usados en las actividades de calibración/verificación in situ se deberá contar con un plan de aseguramiento metrológico que garantice su confiabilidad y aptitud para desempeñar las calibraciones con la incertidumbre requerida, lo cual debe ser posible mediante una de las siguientes alternativas en orden de prioridad:

- 1) Mediante un programa de confirmación metrológica como el descrito en la norma ISO 10012 y los lineamientos del documento OIML D-10 (Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments) para evaluar el desempeño de los patrones de trabajo y su estabilidad en el tiempo, actividad que deberá ser desarrollada como mínimo dos veces al año. Bajo este esquema el periodo de tiempo entre calibraciones sucesivas de los patrones de trabajo en laboratorio acreditado puede extenderse hasta que se evidencie, mediante las confirmaciones, que el desempeño del elemento ya no es adecuado para proporcionar la exactitud requerida en el proceso de calibración/verificación. Los patrones de verificación contra los que se calibran y verifican (sin ajustarse) los patrones de trabajo deberán calibrarse anualmente en un laboratorio acreditado, mientras que los patrones de trabajo que demuestren un desempeño dentro de los límites de control aceptables pueden extender su período de calibración en laboratorio acreditado hasta por un máximo de tres años, a menos que presenten errores superiores a los límites de control en cuyo caso deberán salir de servicio inmediatamente y ser enviados a mantenimiento, calibración y ajuste en un laboratorio acreditado.
- 2) Mediante la calibración anual de los patrones de trabajo en un laboratorio acreditado, en ausencia de un programa de confirmación metrológica como el descrito en el numeral anterior.

6.2 Control de trazabilidad y acceso a sistemas de medición

Como una medida de control sobre los procesos mediante los cuales se proporciona trazabilidad a los sistemas de medición, así como el acceso y modificación de parámetros significativos que afectan los resultados de medición, los sistemas de transferencia de custodia deben contar con su respectivo sellado y marcado de acuerdo con las siguientes indicaciones:

- **Sellado:** se deben emplear y controlar sellos (físicos o electrónicos) en los elementos que conforman un sistema de medición y que son susceptibles de manipulación o alteración sin el debido registro que permita auditar dicho cambio. Por ejemplo: apertura de bypass, acceso y modificación de la configuración en dispositivos para conversión de volumen, acceso y modificación de parámetros de medición en el elemento primario, etc.
- **Marcado:** Todos los elementos de un sistema de medición sobre los cuales se realizan procesos de verificación de la exactitud, como las descritas en el numeral 6.1 (medidor, elementos para medición de presión y temperatura, DDPC, etc.), deben contar con marcado local que evidencie el estado metrológico del elemento, dicho marcado debe contener como mínimo la siguiente información:
 - Identificación del elemento, según aplique para los elementos disponibles en el sistema de medición.

- Fecha de la última calibración/verificación del elemento, con especificación de mes y año como mínimo.
- Resultado de la verificación, en términos cuantitativos o cualitativos, según sea establecido por el transportador.

6.3 Verificación Inicial

La aprobación inicial de un sistema de medición para transferencia de custodia debe dejar constancia de la información técnica de los elementos instalados, así como de la conformidad y trazabilidad en las mediciones del mismo, la conformidad del sistema de medición se da mediante la evaluación documental en conjunto con la inspección física del sistema de medición, la cual será ejecutada por el Transportador o en su defecto por un tercero con la competencia técnica para tal fin, previo acuerdo entre las partes. La competencia técnica será demostrada por parte del tercero mediante la Acreditación con respecto al estándar ISO/IEC 17020.

La verificación inicial debe incluir los aspectos relacionadas en la Tabla 6:

Tabla 6. Parámetros y alcance a evaluar en la verificación inicial

| Parámetro a evaluar en la verificación inicial | Descripción del alcance |
|--|--|
| A. Inspección. Verificación de la conformidad del sistema de medición y de todos sus elementos. | <p>Inspección global de la instalación y de la configuración de los módulos que lo conforman: Por parte del Transportador o en su defecto por parte de un Tercero acreditado ISO/IEC 17020 para verificar el cumplimiento de las normativas técnicas aplicables.</p> <p>La primera etapa de verificación, que corresponde a una evaluación documental, contempla lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Validación de la clasificación del sistema de medición: consumos, alcances de medición, etc. • Aprobación de modelo de los elementos empleados. • Verificación del cumplimiento de las normativas técnicas aplicables: diseño de la instalación, elementos mínimos requeridos de acuerdo con la clasificación • Verificación del cumplimiento de requisitos asociados a telemetría. |
| B. Pruebas metrológicas y verificación del módulo de medición. | Calibración del módulo de medición: En laboratorio acreditado ISO/IEC 17025. |
| C. Pruebas metrológicas y verificación del módulo (dispositivo) de conversión y de los instrumentos de medición asociados, si aplica. | <p>Calibración de los instrumentos de medición asociados, verificación de telemetría y evaluación de parámetros configurados para verificar el cumplimiento de lo establecido en:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Especificaciones módulo de conversión a condiciones base • Presión • Temperatura • Compresibilidad • Densidad |
| D. Pruebas metrológicas y verificación del dispositivo para determinación de poder calorífico, si aplica, y método para determinación de energía. | <ul style="list-style-type: none"> • Calibración y verificación del dispositivo para determinación de poder calorífico para establecer el cumplimiento de los requisitos asociados al módulo para determinación de poder calorífico. • Verificación del método para determinación de energía de acuerdo con las disposiciones establecidas para determinación de energía |
| E. Validación de las disposiciones documentadas, si aplica. | Determinación de las disposiciones documentadas requeridas por el sistema de medición a partir de la evaluación de los ítems A al D de la presente tabla y evaluación de la validez de las disposiciones documentadas existentes. |

6.4 Control Metrológico (Verificaciones Posteriores)

Se deben realizar verificaciones posteriores a los sistemas de transferencia de custodia con la finalidad de realizar control metrológico del mismo. El alcance de las actividades desarrolladas en las verificaciones posteriores es el mismo de la verificación inicial, considerando las frecuencias de control que se presentan en la Tabla 7.

A continuación, en la Tabla 7 se relacionan las actividades contempladas en las verificaciones con la respectiva frecuencia de control aplicable:

Tabla 7. Frecuencia de las actividades de control metrológico (verificaciones posteriores)

| Parámetro a evaluar en las verificaciones posteriores | Frecuencia de control (*) |
|---|---|
| <p>A. Inspección. Verificación de la conformidad del sistema de medición y de todos sus elementos.</p> | <p>Cada vez que sea solicitado por uno de los agentes, de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.5.3.2 del RUT, pero en ningún caso el plazo para la ejecución será superior al periodo establecido a continuación para la inspección del sistema de medición:</p> <p>Inspección:</p> <p>Después de realizada la inspección inicial del sistema de medición por parte del Transportador o en su defecto por parte de un Tercero acreditado ISO/IEC 17020 para verificar el cumplimiento de las normativas técnicas aplicables, el sistema de medición deberá inspeccionarse de acuerdo con la siguiente frecuencia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Primera inspección posterior: Un (1) año después de la entrada en servicio. • Inspecciones posteriores: Cada cinco (5) años, contados a partir de la realización de la entrada en servicio, en concordancia con lo establecido en el numeral 3.3 del RUT. |
| <p>B. Pruebas metrológicas y verificación del módulo de medición.</p> | <p>Calibración del módulo de medición:</p> <p>Después de realizada la primera calibración, los sistemas que cuenten con medidores que poseen partes internas móviles (P. Ej. rotativos, turbinas diafragmas) deberán calibrarse nuevamente como máximo cada 3 años y para sistemas sin partes internas móviles como máximo cada 6 años (P. Ej. Ultrasónicos y Coriolis).</p> <p>La frecuencia de aplicación de la calibración de los módulos de medición puede ser ampliada o reducida a partir del desempeño metrológico del elemento, considerando los resultados de por lo menos dos calibraciones sucesivas (incluyendo la calibración inicial) y siguiendo los lineamientos establecidos en OIML D10.</p> <p>Para medidores tipo turbina, diafragma y rotativos, cuando se realizan intervenciones sobre el módulo de medición que afecten directamente el principio de funcionamiento mismo, se requerirá una calibración del módulo intervenido con cargo al propietario del medidor. Para medidores tipo ultrasónicos y Coriolis, será necesaria una nueva calibración cuando no sea posible restaurar, de acuerdo a lo que indica el fabricante, la configuración que poseía el instrumento al momento de haberse realizado la última calibración, dicha calibración se realizará con cargo al propietario del medidor. En caso de duda o evidencias de posible daño que surjan antes de los períodos mencionados se aplicará lo dispuesto en el numeral 5.5.3.2 del RUT.</p> |

| Parámetro a evaluar en las verificaciones posteriores | Frecuencia de control (*) |
|--|--|
| <p>C. Pruebas metrológicas y verificación del módulo (dispositivo) de conversión y de los instrumentos de medición asociados, si aplica.</p> | <p>Calibración de presión, temperatura y verificación de la configuración de parámetros: Deberá realizarse periódicamente con una frecuencia de ejecución que puede oscilar entre 1 vez por mes y 1 vez cada 6 meses, el intervalo se debe seleccionar de acuerdo con los siguientes aspectos en orden de prioridad:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Clasificación del sistema de medición: Se deberán considerar mayores frecuencias en los sistemas de clase superior (P. Ej. Clase A). 2) Desempeño metrológico de los instrumentos y equipos de medida asociados al sistema. Si la estabilidad (deriva) de los instrumentos y equipos de medida asociados al sistema aseguran el cumplimiento de los EMP correspondientes a su clase, la frecuencia puede ampliarse siempre y cuando se demuestre de manera contundente la aplicación del nuevo control siguiendo los lineamientos establecidos en OIML D10. De igual forma, la frecuencia de aplicación puede ser reducida si el desempeño del equipo así lo requiere. <p>En caso que el instrumento o equipo de medición esté siendo verificado con la máxima frecuencia estipulada en este Protocolo (1 vez por mes), y en dos (2) verificaciones consecutivas se detecten errores superiores a los EMP correspondientes, se aplicará lo dispuesto en el numeral 5.3.4 del RUT. Salvo acuerdo entre las partes, ningún instrumento o equipo deberá estar sometido a verificaciones con una frecuencia mayor a la máxima estipulada en este Protocolo (P. Ej. Quincenal, semanal, diaria, etc.).</p> <p>Estas actividades pueden ser ejecutadas en cualquier momento a solicitud de uno de los agentes, de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.5.3.2 del RUT.</p> |
| <p>D. Pruebas metrológicas y examinación del dispositivo para determinación de poder calorífico, si aplica, y método para determinación de energía.</p> | <p>Verificación metrológica del dispositivo para determinación de poder calorífico de acuerdo con las recomendaciones del fabricante del equipo y con una frecuencia de ejecución que puede oscilar entre 1 vez por mes y 1 vez cada 3 meses.</p> <p>Para la selección del intervalo se aplicarán las mismas directrices, consideraciones y exigencias dadas en el literal C anterior.</p> |
| <p>E. Validación de las disposiciones documentadas, si aplica.</p> | <p>Cada vez que sea solicitado por uno de los agentes de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.5.3.2 del RUT.</p> |

Modificaciones al Contenido del RUT considerando la emisión del Protocolo Operativo de Medición

PROPUESTA PARA ACTUALIZACIÓN DEL RUT EN MATERIA DE
MEDICIÓN

COMITÉ TÉCNICO DE MEDICIÓN

CONTENIDO

| | |
|---|----|
| 1.1 DEFINICIONES - CANTIDAD DE ENERGIA:..... | 1 |
| 1.1 DEFINICIONES - CONDICIONES ESTÁNDAR:..... | 1 |
| 1.1 PODER CALORÍFICO BRUTO (SUPERIOR)..... | 1 |
| 1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES DE ENTRADA:..... | 1 |
| 1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES DE SALIDA:..... | 2 |
| 1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES ENTRE TRANSPORTADORES:..... | 2 |
| 1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA:..... | 2 |
| 1.1 DEFINICIONES - INSTALACIONES DEL AGENTE:..... | 2 |
| 1.1 DEFINICIONES - PUNTO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA:..... | 2 |
| 1.1 DEFINICIONES - VOLUMEN ESTÁNDAR DE GAS NATURAL:..... | 2 |
| 3.1 RESPONSABILIDAD Y PROPIEDAD DE LA CONEXIÓN, Y DE LOS PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA..... | 3 |
| 3.2 SOLICITUD DE COTIZACIÓN DE PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA..... | 5 |
| 3.3 CONDICIONES DE CONEXIÓN..... | 7 |
| 5. MEDICION Y FACTURACION..... | 7 |
| 5.1 MEDICIÓN..... | 7 |
| 5.2 MEDICION Y ASIGNACION DE CANTIDADES DE ENERGIA EN PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA..... | 8 |
| 5.2.1 DETERMINACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y MEDICIÓN DE CALIDAD DE GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, DE ENTRADA..... | 8 |
| 5.2.3 DETERMINACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y MEDICIÓN DE CALIDAD DEL GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, DE SALIDA..... | 8 |
| 5.2.4 DETERMINACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y MEDICIÓN DE CALIDAD DEL GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, ENTRE TRANSPORTADORES..... | 8 |
| 5.3 MEDICIÓN VOLUMÉTRICA..... | 9 |
| 5.3.1. SISTEMA DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA..... | 9 |
| 5.3.2 PROPIEDAD DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA..... | 9 |
| 5.3.3. INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA..... | 10 |

| | |
|---|-----------|
| 5.3.4. REPARACIÓN Y REPOSICIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA..... | 10 |
| 5.3.5. EQUIPO DE VERIFICACIÓN DE MEDICIÓN..... | 10 |
| 5.4.1. DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA DE FLUJO..... | 11 |
| 5.4.2 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN ABSOLUTA DE FLUJO..... | 11 |
| 5.4.3 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS..... | 11 |
| 5.4.4. DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS..... | 11 |
| 5.4.5. DETERMINACIÓN DEL PODER CALORÍFICO..... | 11 |
| 5.4.6. EQUIVALENCIA ENERGÉTICA DEL GAS NATURAL..... | 11 |
| 5.5 PRECISION, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN..... | 12 |
| 5.5.1. MÁRGENES DE ERROR EN LA MEDICIÓN..... | 12 |
| 5.5.3. CALIBRACIÓN E INSPECCIÓN DE EQUIPOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA..... | 12 |
| 5.5.3.1. VERIFICACIÓN INICIAL..... | 12 |
| 5.5.3.2 CONTROL METROLÓGICO Y VERIFICACIONES POSTERIORES DE LOS EQUIPOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA..... | 13 |
| 5.5.6. CONTROL DE ENTREGAS Y RECEPCIONES..... | 13 |
| 5.6 OBLIGACIONES DE LOS AGENTES Y TRANSPORTADORES..... | 13 |
| 5.6.1. OBLIGACIONES DEL TRANSPORTADOR..... | 13 |
| 5.6.2. OBLIGACIONES DEL AGENTE..... | 14 |
| 6. ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS APLICABLES..... | 15 |
| 6.1 CUMPLIMIENTO DE NORMAS Y ESTÁNDARES..... | 15 |
| 6.2 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS SOBRE NORMAS TECNICAS..... | 16 |

1.1 DEFINICIONES - CANTIDAD DE ENERGIA:

Energía determinada a partir del volumen medido en un Punto de Transferencia de Custodia de un Sistema de Transporte, expresada en MBtu_T (Millones de unidades térmicas británicas) o su equivalente en el Sistema Internacional de Unidades.

1.1 DEFINICIONES - CONDICIONES ESTÁNDAR:

Conjunto de condiciones base para el transporte de gas natural que definen el pie o metro cúbico estándar como el volumen de gas, real y seco (que cumpla las especificaciones del RUT, en cuanto a concentración de vapor de agua) contenido en un pie o metro cúbico a una presión absoluta de 14,65 psi (1,01 bar absoluto), y a una temperatura de 60 °F (15,56 °C). A estas condiciones se referirán los volúmenes y todas las propiedades volumétricas del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte.

En los documentos, comunicaciones, etc., relacionados con el negocio del transporte de gas natural, donde se hable de condiciones estándar, estas deberán entenderse como presión absoluta de 14,65 psi y temperatura de 60 °F (1,01 bar absoluto y 15,56 °C). Cualquier otra condición debe ser indicada explícitamente.

1.1 PODER CALORÍFICO BRUTO (SUPERIOR)

Cantidad de calor que sería liberado por la combustión completa en aire de una cantidad específica de gas, de manera que la presión a la cual la reacción se produce permanece constante, y todos los productos de combustión son llevados a la misma temperatura especificada de los reactantes, estando todos estos productos en estado gaseoso excepto el agua formada por combustión, la cual es condensada al estado líquido a la temperatura especificada.

NOTAS:

- 1) En todos los casos, dentro del ámbito del RUT, siempre que se utilice el término poder calorífico se estará haciendo referencia al poder calorífico bruto (superior).
- 2) La entalpía de condensación y la entalpía de combustión dependen directamente de la temperatura y la presión; por consiguiente la energía se considera a condiciones base.
- 3) El poder calorífico debe determinarse sobre una base másica o volumétrica.

1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES DE ENTRADA:

Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la medición del volumen y la calidad del gas, así como a la determinación de la energía, que interconectan un Productor-Comercializador con el Sistema Nacional de Transporte. El Productor-Comercializador será el responsable de construir, operar y mantener la Estación. Las Interconexiones Internacionales para Importación, que se conecten al Sistema Nacional de Transporte, se considerarán como un Productor-Comercializador. Para el caso de intercambios internacionales los comercializadores involucrados acuerdan cómo asumir responsabilidades sobre la Estación.

1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES DE SALIDA:

Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la medición del volumen y la determinación de la energía del gas, que interconectan el Sistema Nacional de Transporte con un Distribuidor, un Usuario No Regulado, un Sistema de Almacenamiento o cualquier Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador. El Agente que se beneficie de los servicios de dicha Estación será el responsable de construir, operar y mantener la Estación.

1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES ENTRE TRANSPORTADORES:

Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la medición del volumen y la calidad del gas, así como a la determinación de la energía, que interconectan dos o más Transportadores, en el Sistema Nacional de Transporte. Las Interconexiones Internacionales para Exportación, que se conecten al Sistema Nacional de Transporte, se considerarán como un Transportador. El Transportador que requiera la Estación, para prestar el respectivo servicio, será el responsable de construir, operar y mantener la estación.

1.1 DEFINICIONES - ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA:

Son aquellas instaladas en los puntos de transferencia de custodia. Estas estaciones pueden ser de Entrada, de Salida o Entre Transportadores. Todas las estaciones deberán estar provistas de los sistemas de medición necesarios para medir el volumen y determinar la energía del gas, adicionalmente las estaciones de entrada y las estaciones entre transportadores deberán contar con todos los sistemas para medir la calidad, de conformidad con lo establecido en la presente Resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen.

1.1 DEFINICIONES - INSTALACIONES DEL AGENTE:

Equipos y redes utilizados por el Agente a partir de la Conexión, entre los cuales se pueden incluir filtros, odorizadores, compresores, válvulas de control y sistemas de medición, que no hacen parte del Sistema Nacional de Transporte.

1.1 DEFINICIONES - PUNTO DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA:

Es el sitio donde se transfiere la custodia del gas (volumen, calidad y energía) entre un Productor-Comercializador y un Transportador; o entre un Transportador y un Distribuidor, un Usuario No Regulado, un Almacenador Independiente, un Usuario Regulado atendido por un Comercializador (no localizado en áreas de servicio exclusivo), una Interconexión Internacional, entre dos Transportadores, y a partir del cual el Agente que recibe el gas asume la custodia del mismo (volumen, calidad y energía).

1.1 DEFINICIONES - VOLUMEN ESTÁNDAR DE GAS NATURAL:

Es aquel volumen de gas, real y seco (que cumpla las especificaciones del RUT, en cuanto a concentración de vapor de agua) referido a condiciones estándar.

3.1 RESPONSABILIDAD Y PROPIEDAD DE LA CONEXIÓN, Y DE LOS PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA.

Las responsabilidades de las partes con respecto a las Conexiones, Puntos de Entrada y Puntos de Salida al Sistema Nacional de Transporte serán las siguientes:

Con respecto a los Puntos de Entrada y Salida:

- a) Los transportadores serán los propietarios de los Puntos de Entrada y Puntos de Salida y serán responsables por su construcción.
- b) Los transportadores serán responsables por la adquisición de los terrenos y derechos, si es del caso, y la obtención de las respectivas licencias y permisos requeridos para la construcción y operación de los Puntos de Entrada y de Salida.
- c) Los transportadores serán responsables de la operación y mantenimiento de los Puntos de Entrada y Puntos de Salida.
- d) Los transportadores deberán cumplir con las normas técnicas y de seguridad establecidas por la autoridad competente, y no podrán negarse a construir un Punto de Entrada o de Salida siempre que la construcción de dichos puntos sea técnicamente factible.

La construcción de Puntos de Salida sobre un tramo de gasoducto del SNT es técnicamente factible si cumple con los siguientes requisitos:

- i) Se ajusta a los requerimientos de normas técnicas, ambientales y de seguridad aplicables;
- ii) Incluye válvula de operación remota compatible con el sistema de comunicaciones del respectivo sistema de transporte, en aquellos casos en los cuales se requiera su instalación de acuerdo con lo establecido en el Anexo 1.
- iii) La Capacidad Disponible Primaria es superior o igual a la Capacidad de Transporte Demandada (CTD) por el remitente potencial.

Si la capacidad CTD es mayor que la Capacidad Disponible Primaria, el nuevo Punto de Salida se podrá construir cuando se amplíe la capacidad máxima de tal manera que exista Capacidad Disponible Primaria suficiente para atender la solicitud. Para la ampliación de la capacidad máxima del sistema se puede seguir el procedimiento del numeral 2.2 de este Reglamento.

Para obtener la capacidad máxima del tramo el transportador debe calcular la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del respectivo sistema, CMMP, utilizada para efectos del cálculo de cargos regulados de transporte. El cálculo se debe hacer con base en el procedimiento adoptado por la CREG en la metodología vigente de remuneración de la actividad de transporte de gas natural.
- iv) La demanda del Remitente Potencial no pueda ser atendida por el distribuidor que le presta o le puede prestar el servicio, como consecuencia de condiciones técnicas o de seguridad, de acuerdo con la regulación desarrollada al respecto en resolución independiente.
- v) Si el Remitente Potencial es un usuario que hace parte de la Demanda Esencial, según lo establecido en el Decreto 2100 de 2011, además de solicitar el acceso deberá suscribir un contrato de transporte en firme.

La construcción de Puntos de Entrada sobre un tramo de gasoducto del SNT es técnicamente factible si:

- i) Se ajusta a los requerimientos de normas técnicas, ambientales y de seguridad aplicables e;
- ii) Incluye válvula de operación remota compatible con el sistema de comunicaciones del respectivo sistema de transporte, en aquellos casos en los cuales se requiera su instalación de acuerdo con lo establecido en el Anexo 1 de la presente resolución.

e) Los perjuicios ocasionados por intervenciones en los Puntos de Entrada y Salida, que configuren falla en la prestación del servicio serán responsabilidad de los transportadores, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los Agentes involucrados.

f) El Remitente Potencial deberá pagar al transportador los costos eficientes por la construcción, operación y mantenimiento de los Puntos de Entrada y Salida, y como máximo los valores calculados de conformidad con el Anexo 1 de la presente resolución.

Con respecto a la Conexión:

a) El Remitente Potencial será el responsable por la construcción de la Conexión. Cuando la Conexión para un Usuario No Regulado esté construida sobre espacios públicos, el Transportador será el responsable y encargado de la operación y el mantenimiento de la misma.

b) El Remitente Potencial será responsable por la adquisición de los terrenos, y derechos, así como por la obtención de las respectivas licencias y permisos requeridos para la construcción y operación de la Conexión.

c) El Remitente Potencial será responsable de la operación y mantenimiento de la Conexión, y deberá presentar al Transportador un Programa anual de Mantenimiento. Se exceptúa esta condición cuando el Remitente Potencial sea un Distribuidor.

d) Los perjuicios ocasionados por reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la Conexión serán responsabilidad del Remitente Potencial o del Transportador en los casos en que éste sea el operador de la Conexión, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los Agentes involucrados.

e) El transportador no estará obligado a proporcionar el Servicio de Transporte hasta tanto las Instalaciones del Remitente Potencial cumplan con los requerimientos de las normas técnicas y de seguridad vigentes del RUT y hasta tanto se hayan instalado, calibrado, verificado e inspeccionado satisfactoriamente los sistemas de medición para transferencia de custodia respectivos, o se haya definido por las partes una metodología de medición de conformidad con lo establecido para Puntos de Entrada y de Salida en los numerales 5.1 a 5.5 la presente Resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen.

f) En el caso de que la Conexión sea construida por un tercero distinto al Transportador, para efectos de verificar el cumplimiento de las especificaciones de calidad y seguridad existirán las siguientes alternativas: i) que el transportador adelante la interventoría a costa del propietario; o ii) que el remitente contrate una entidad Certificadora debidamente acreditada por la autoridad competente.

g) El Remitente Potencial está obligado a realizar el mantenimiento de la Conexión y las labores de coordinación con el Plan de Contingencias del transportador. Para lo anterior podrá contratar al transportador o un tercero especializado en estas labores dando cumplimiento a las normas de las autoridades respectivas con respecto a la atención de emergencias y desastres.

h) El propietario deberá suministrar un sistema de medición para transferencia de custodia que sea compatible con los sistemas de telemetría del Transportador.

Los activos de los Puntos de Entrada y Salida no serán incluidos en la base de activos para definir los cargos regulados para remunerar la actividad de transporte, con excepción de aquellos que hayan sido incluidos por la CREG en la Base de Activos a la fecha de expedición de la presente Resolución.

3.2 SOLICITUD DE COTIZACIÓN DE PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA.

El procedimiento aplicable para solicitar el acceso físico a los gasoductos del Sistema Nacional de Transporte, será el siguiente:

- (i) El Remitente Potencial presentará al transportador la solicitud de acceso y la cotización del Punto de Entrada o de Salida la cual deberá contener como mínimo lo siguiente:
 - a. Condiciones técnicas bajo las cuales la requiere;
 - b. Información que permita al Transportador evaluar los efectos técnicos y operacionales de la Conexión a su Sistema de Transporte, incluyendo, entre otros, la ubicación de la Conexión, la localización y especificaciones del sistema de medición para transferencia de custodia y de otros equipos del Agente.

- (ii) El transportador analizará la factibilidad técnica de otorgar el acceso y en un plazo de cinco (5) días hábiles deberá señalar si es factible o no atender la solicitud de acceso. El transportador deberá informar al Remitente Potencial si su solicitud infringe cualquier norma de carácter técnico que no le permita presentar una oferta sobre la misma. El análisis de factibilidad técnica incluye la verificación de que existe Capacidad Disponible Primaria para atender la solicitud del Remitente Potencial.

- (iii) Una vez confirmada la factibilidad, el transportador deberá presentar una cotización de la construcción de Punto de Entrada y Punto de Salida a su Sistema de Transporte en un plazo máximo de quince (15) días hábiles contados a partir de la confirmación de la factibilidad de construcción de Puntos de Entrada o Puntos de Salida.

La cotización de la construcción del Punto de Entrada o de Salida por parte del transportador contendrá como mínimo los siguientes aspectos:

- a. El costo que será aplicable si se acepta la propuesta y la fecha en la cual se terminarán las obras, si hubiere lugar a ellas.
- b. La presión de entrega en los Puntos de Salida y de recibo en los Puntos de Entrada.

- c. La presión de Máxima de Operación Permisible que debe considerar para el diseño de la conexión.
 - d. Las condiciones comerciales que se asemejen a la práctica mercantil de presentación de ofertas.
-
- (iv) El Remitente Potencial deberá informar al transportador si acepta o rechaza la oferta de acceso físico dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la recepción de la comunicación del transportador. Si no hay respuesta formal, expresa y escrita por parte del Remitente Potencial se entenderá que desiste de la solicitud.
 - (v) El acceso definitivo debe estar construido y habilitado plenamente en un plazo máximo de cuatro (4) meses contados a partir del recibo de confirmación del remitente potencial y después de que exista un acuerdo de pago entre las partes, plazo que solo podrá ser extendido antes de su vencimiento, bajo una razón debidamente sustentada enviada por escrito al remitente, cuya copia deberá ser enviada a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

El costo máximo que un transportador puede cobrar por la construcción, operación y mantenimiento de un Punto de Entrada o un Punto de Salida será el que resulte de aplicar las disposiciones establecidas en el Anexo 1 de la presente resolución.

Cuando el acceso no sea factible por razones técnicas o de seguridad, se podrá rechazar la solicitud, no obstante en la respuesta del transportador deberá especificarse si se tiene previsto un Plan de Expansión que permita ofrecer servicios de transporte y en qué plazo estimado estaría disponible. La justificación del análisis de factibilidad técnica deberá ser entregado al Remitente Potencial como anexo a la respuesta de la solicitud de acceso y deberá enviarse una copia del mismo a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Lo anterior solo aplica para las solicitudes de acceso a través de Puntos de Salida.

Con excepción de lo establecido en el numeral 3.1, literal d, numeral v) de esta Resolución, el transportador no podrá condicionar el acceso físico de un Remitente Potencial a la celebración de contratos de servicios de transporte, a menos que para conceder el acceso se requiera la expansión del gasoducto porque al momento de la solicitud de acceso no existe la factibilidad técnica para otorgarlo.

Cuando la naturaleza del equipo de gas del Remitente pueda ocasionar contrapresión o succión, u otros efectos que sean nocivos al Sistema, tales como pulsaciones, vibración y caídas de presión en el Sistema, el Remitente deberá suministrar, instalar y mantener dispositivos protectores apropiados que eviten las posibles fallas, o mitiguen sus efectos a niveles aceptados internacionalmente, los cuales estarán sujetos a inspección y aprobación por parte del transportador, quien respetará el principio de neutralidad en tales procedimientos. Los perjuicios que por esta causa se puedan presentar en un Sistema de Transporte serán a cargo del Remitente. Si una vez detectados los daños, éstos persisten, el transportador podrá suspender el servicio. Lo mismo aplicará cuando por las razones descritas anteriormente no sea posible realizar una medición dentro de lo exigido en la presente Resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicione.

La oferta que presente el transportador al Remitente Potencial se asimilará para todos los efectos a una oferta mercantil de conformidad con lo establecido en el Código de Comercio.

3.3 CONDICIONES DE CONEXIÓN

Cuando la naturaleza del equipo de gas del Remitente pueda ocasionar contrapresión o succión, u otros efectos que sean nocivos al Sistema, tales como pulsaciones, vibración y caídas de presión en el Sistema; el Remitente deberá suministrar, instalar y mantener dispositivos protectores apropiados que eviten las posibles fallas, o mitiguen sus efectos a niveles aceptados internacionalmente, los cuales estarán sujetos a inspección y aprobación por parte del Transportador, quién respetará el principio de neutralidad en tales procedimientos. Los perjuicios que por esta causa se puedan presentar en un Sistema de Transporte serán a cargo del Remitente. Si una vez detectados estos daños, estos persisten, el Transportador tiene derecho a suspender el servicio. Lo mismo aplicará cuando por las razones descritas anteriormente no sea posible realizar una medición dentro de lo exigido en la presente Resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen.

Las Conexiones a Puntos de Salida deberán incluir los mecanismos que permitan establecer la calidad del gas tomado, de acuerdo con las especificaciones y la metodología de monitoreo que acuerden mutuamente el Transportador y el Remitente. El costo de los equipos de monitoreo, en los casos en que se requiera, será cubierto por el Remitente.

El Transportador no estará obligado a proporcionar el Servicio de Transporte hasta tanto las instalaciones del Remitente cumplan con los requerimientos de las normas técnicas y de seguridad vigentes, así como lo exigido en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen. El Transportador podrá rehusarse a prestar el Servicio de Transporte, o suspender la prestación del mismo cuando encuentre que tal instalación o parte de la misma no cumple con las normas técnicas y de seguridad para recibir el servicio correspondiente.

El Transportador estará obligado a inspeccionar las Conexiones de un Agente antes o en el momento de conectarlo al Sistema de Transporte, y una vez conectado, periódicamente y con intervalos no superiores a cinco años, o a solicitud del Agente, verificando el cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad. El Transportador realizará las pruebas que sean necesarias de conformidad con las normas técnicas aplicables, a fin de garantizar el cumplimiento de las condiciones de la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen. El costo de las pruebas que se requieran para la puesta en servicio de la conexión, estará a cargo del Propietario de la misma. El Transportador deberá colocar una etiqueta visible donde conste la fecha de revisión.

5. MEDICION Y FACTURACION.

5.1 MEDICIÓN.

Las mediciones volumétricas y la determinación de los mecanismos y procedimientos que permitan establecer la calidad del gas y su contenido energético deberán efectuarse en todas las Estaciones para Transferencia de Custodia del Sistema Nacional de Transporte según lo establecido en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen, ***incluyendo entre estas el Protocolo Operativo de Medición expedido por el CNO-Gas***. Donde exista Telemetría, la medición de estos parámetros se efectuará en línea sobre una base horaria o aquella que determine el Transportador. Para aquellas Estaciones en las cuales todavía no esté implementada la Telemetría, la determinación de volúmenes transportados, variaciones y desbalances de energía se realizará por parte del CPC, de forma tal que permita el cierre diario de la operación. Una vez se obtengan las mediciones correspondientes a las Estaciones que no dispongan de Telemetría, se efectuarán los ajustes del caso mediante proceso de reconciliación.

La medición o determinación, según sea el caso, de los parámetros establecidos en el presente Reglamento en las Estaciones para Transferencia de Custodia del Sistema Nacional de Transporte será realizada por el Transportador.

5.2 MEDICION Y ASIGNACION DE CANTIDADES DE ENERGIA EN PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA.

5.2.1 DETERMINACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y MEDICIÓN DE CALIDAD DE GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, DE ENTRADA.

Para determinar las Cantidades de Energía y medir la Calidad del Gas en las Estaciones de Transferencia de Custodia, de Entrada, el Productor-Comercializador deberá disponer, a su costo, de todos los equipos en línea requeridos para medir el volumen y la calidad, según lo dispuesto en el numeral 6.3 de la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen; y será responsable de la operación y mantenimiento de los mismos. El Transportador será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía y verificar la calidad del gas en las Estaciones de Transferencia de Custodia de Entrada. El Productor-Comercializador deberá contar con toda la información en línea requerida por el Transportador y permitirle el acceso a la misma para la medición.

5.2.3 DETERMINACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y MEDICIÓN DE CALIDAD DEL GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, DE SALIDA.

La Determinación de las Cantidades de Energía y la medición de Calidad del Gas en Estaciones de Salida se establecerá de acuerdo con las especificaciones, periodicidad y metodología de monitoreo que acuerden mutuamente el Transportador y el Remitente, considerando lo establecido en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen. El costo de los equipos de monitoreo, en los casos en que se requiera será cubierto por los Remitentes. La responsabilidad de la determinación de Cantidades de Energía será del Transportador.

Los Sistemas de Medición para cualquier Remitente deberán proporcionar registros exactos (cumpliendo con los requisitos de error máximo permisible) y con trazabilidad en las mediciones, adecuados a los efectos de la facturación, así mismo, estos registros deberán ser enviados a los CPC a través de Equipos de Telemetría. El remitente deberá disponer, a su costo, de todos los equipos para medir el volumen y la calidad de manera remota en las Estaciones de Salida.

5.2.4 DETERMINACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y MEDICIÓN DE CALIDAD DEL GAS EN ESTACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA, ENTRE TRANSPORTADORES.

Para determinar las Cantidades de Energía y medir la Calidad del Gas en Estaciones de Transferencia de Custodia entre Transportadores, el propietario de la Estación de Transferencia de Custodia deberá disponer, a su costo, de todos los equipos en línea requeridos para determinar las cantidades de energía y medir la calidad según lo dispuesto en el numeral 6.3 de la presente Resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen; y será responsable de la operación y mantenimiento de los mismos. El Transportador no propietario de la Estación entre Transportadores será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía y verificar la calidad del gas. El propietario de la Estación

deberá permitirle al Transportador no propietario de la Estación el acceso a toda la información requerida para la medición.

5.3 MEDICIÓN VOLUMÉTRICA.

El volumen de Gas Natural entregado al y tomado del Sistema de Transporte es el calculado por el Transportador a Condiciones Estándar, a partir de los registros del sistema de medición para transferencia de custodia y de las variables determinadas por los equipos de medición establecidos en presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen, o en su defecto por los equipos de medición pactados contractualmente, debidamente calibrados, verificados e inspeccionados, empleando los métodos de cálculo establecidos, para cada tecnología específica de medición.

5.3.1. SISTEMA DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.

Los Sistemas de Medición para transferencia de custodia emplearán medidores homologados de conformidad con la normativa que se encuentre vigente en el País y de acuerdo con lo establecido en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen, y constarán de:

- a. Elemento primario: Es el dispositivo esencial usado para la medición del gas; incluye, pero no está limitado a, medidores tipo placa de orificio, turbinas, ultrasónicos, rotatorios, máxicos tipo Coriolis o de diafragma.
- b. Elementos secundarios: Corresponden a los instrumentos de medición asociados, usados para medir determinados mensurandos que son característicos del gas (temperatura, presión, poder calorífico, etc.) y los cuales son usados por el computador de flujo con la finalidad de hacer una corrección y/o una conversión.
- c. Elementos terciarios y dispositivos auxiliares: Corresponden a la Terminal Remota, el equipo de Telemetría y un Computador de Flujo o unidad correctora de datos, programado para calcular correctamente el flujo, dentro de límites especificados de exactitud e incertidumbre y recibir información del elemento primario y de los elementos secundarios.

5.3.2 PROPIEDAD DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.

La propiedad y responsabilidad de los Sistemas de Medición será:

- a) Del Productor-Comercializador en la Estación de Entrada;
- b) Del Remitente en la Estación de Salida;
- c) Del Transportador que se conecta al sistema de transporte existente, en las estaciones de Transferencia entre Transportadores.

En todos los casos los sistemas y equipos cumplirán con lo previsto en la presente Resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen.

El Transportador podrá rechazar los sistemas y equipos propuestos por los Agentes cuando en forma justificada no cumplan con lo anterior, o cuando puedan afectar la operación de su Sistema de Transporte. Cuando el Transportador adquiera los Sistemas de Medición para Puntos de Salida, trasladará su valor al Agente correspondiente.

El Transportador será el responsable de la administración, operación y mantenimiento de los sistemas de medición que se encuentren incluidos en la base de activos utilizada para establecer la remuneración de la actividad de transporte de gas natural.

5.3.3. INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.

La instalación, Operación y el Mantenimiento de los Sistemas de Medición corresponde al propietario de dichos equipos, a menos que el Agente y el Transportador acuerden lo contrario. En cualquier caso el Transportador inspeccionará la instalación del equipo de medición para asegurar que cumple con los requisitos técnicos establecidos en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen. Cuando la instalación del Sistema de Medición no cumpla con dichos requisitos, deberá rechazarse por parte del Transportador o del Agente según sea el caso. Cuando el Transportador efectúe la instalación, operación y el mantenimiento del equipo de medición, trasladará dichos costos al Agente, previo acuerdo con éste.

5.3.4. REPARACIÓN Y REPOSICIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.

Cuando el Transportador encuentre defectos o problemas operativos y de desempeño en los equipos, que afecten la confiabilidad, la exactitud o la oportunidad de la transmisión de datos del sistema de medición, deberá notificarlo al propietario.

Es obligación del Agente hacer reparar o reemplazar los Sistemas de Medición de su propiedad y los Equipos de Telemetría, a satisfacción del Transportador, dentro de los estándares y requisitos técnicos exigidos en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen, cuando se establezca que el funcionamiento no permite medir en forma adecuada el volumen y la calidad o determinar la energía.

Esta reparación o reemplazo se debe efectuar en un tiempo no superior a un periodo de facturación, contado a partir del recibo de la notificación por parte del Transportador, cuando pasado este período el Agente no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los equipos de su propiedad, el Transportador podrá hacerlo por cuenta de éste trasladando los costos eficientes a través de la factura de transporte. En caso de que el Agente no cancele este costo el Transportador procederá a retirar el Sistema de Medición y cortar el servicio.

Cuando el Sistema de Medición sea de propiedad del Transportador, el mismo podrá ser retirado por el Transportador en cualquier momento después de la terminación del Contrato de Transporte, sin cargo al Remitente.

5.3.5. EQUIPO DE VERIFICACIÓN DE MEDICIÓN.

Los Agentes podrán contar con doble Medición para entregas y tomas de gas, es decir un equipo principal y un equipo de verificación. En tales casos, los dos equipos deben cumplir con todos los estándares y requisitos técnicos exigidos en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen. El equipo de verificación de la Medición tiene las siguientes finalidades:

1. Ser utilizado por el Transportador para determinar la facturación cuando el medidor oficial no opere dentro de los requisitos dados en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen o cuando presente daño.

2. Ser utilizado por el Agente para monitorear o evaluar su propio consumo para efectos contables o de control.

Los costos de suministro, instalación, mantenimiento y operación del equipo de verificación, serán cubiertos por el Agente que requiera el equipo de verificación.

5.4.1. DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA DE FLUJO.

La temperatura de flujo será determinada por el Transportador de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen.

5.4.2 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN ABSOLUTA DE FLUJO.

La presión estática, diferencial y absoluta será determinada por el Transportador de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen.

5.4.3 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS.

El factor de compresibilidad del gas será determinado por el Transportador de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen.

5.4.4. DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS.

La gravedad específica en los Puntos de Entrada será determinada por el Transportador de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos la presente Resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen. En los puntos donde confluyan varios gases, el Transportador deberá instalar, a su cargo, cromatógrafos en línea para medir mezclas de gases o implementar procedimientos de reconstrucción conforme se establece en la presente Resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen.

5.4.5. DETERMINACIÓN DEL PODER CALORÍFICO.

El poder calorífico del gas entregado en los Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte será establecido por el Transportador mediante mediciones de composición de gas a través de cromatógrafos en línea de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen.

El poder calorífico del gas tomado en los Puntos de Salida será determinado según la metodología y con los instrumentos que acuerden las partes, atendiendo los requisitos técnicos exigidos en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen.

5.4.6. EQUIVALENCIA ENERGÉTICA DEL GAS NATURAL.

Con base en las mediciones volumétricas, de poder calorífico y demás parámetros establecidos en los Numerales anteriores, el Transportador determinará de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos

exigidos en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen, la equivalencia energética del volumen de gas transportado. Dicha información será la base para establecer la liquidación de Variaciones y Desbalances de energía y contratos de suministro de gas.

Los procedimientos de medición establecidos en los Contratos tendrán en cuenta como mínimo el tipo de medición, la frecuencia y los períodos de aplicación de los valores obtenidos.

5.5 PRECISION, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN.

5.5.1. MÁRGENES DE ERROR EN LA MEDICIÓN.

Una medición está dentro de los márgenes de error permisibles, cuando al efectuarse la calibración y verificación del Sistema de Medición oficial por parte del Transportador, se encuentra dentro de los límites establecidos según la clase a la cual pertenezca el Sistema de Medición, conforme lo establecido en el numeral 5.2.3 de la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen.

Una medición se considera no-conforme si no cumple con las exigencias dadas en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen, según sea la clase del Sistema de Medición. Cuando la Medición sea no-conforme, el Sistema de Medición o el módulo/elemento que genere la desviación deberá calibrarse, ajustarse e inspeccionarse dentro del plazo establecido en el numeral 5.3.4 del RUT para asegurar que su desempeño cumple con los requisitos establecidos para la clase respectiva del Sistema de Medición.

Si la combinación cuadrática de los errores asociados a los módulos que constituyen el Sistema de Medición, supera el valor establecido según la clase del Sistema de Medición, o si por cualquier motivo los Sistemas de Medición presentan fallas en su funcionamiento de modo que el parámetro respectivo no pueda medirse o calcularse a partir de los registros respectivos, durante el período que dichos Sistemas de Medición estuvieron fuera de servicio o en falla, el parámetro se determinará con base en la mejor información disponible y haciendo uso del primero de los siguientes métodos que sea factible (o de una combinación de ellos), en su orden:

1. Los registros del Sistema de Medición de Verificación siempre que cumpla con los requisitos indicados en este numeral y en el numeral 5.3.5 del RUT. De lo contrario se empleará lo previsto en el Numeral 3 siguiente.
2. Corrección del error, si éste pudo determinarse mediante calibración, si ambas partes manifiestan acuerdo. La corrección deberá quedar descrita en las disposiciones documentadas del sistema de medición;
3. Cualquier otro método acordado por las partes, el cual deberá quedar descrito en las disposiciones documentadas del sistema de medición.

5.5.3. CALIBRACIÓN E INSPECCIÓN DE EQUIPOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.

5.5.3.1. VERIFICACIÓN INICIAL.

La primera calibración e inspección de los equipos y sistemas de medición de gas, instalados en cada una de las Estaciones de Transferencia de Custodia del Sistema de Transporte, será realizada asegurando el cumplimiento de los requisitos dados en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen.

Los costos de las calibraciones e inspecciones en que este incurra hasta lograr la completa conformidad del sistema de medición serán a cargo del propietario de los equipos de transferencia de custodia.

5.5.3.2 CONTROL METROLÓGICO Y VERIFICACIONES POSTERIORES DE LOS EQUIPOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.

La exactitud de la medida de todos los equipos y sistemas de medición de transferencia de custodia, instalados en el Sistema Transporte, será verificada por el Transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes, en presencia de los representantes de los Agentes respectivos, para lo cual se seguirán las disposiciones dadas en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen. El costo será asumido por el propietario de los equipos de medición de transferencia de custodia. Para la realización del control metrológico y las verificaciones posteriores se aplicarán las disposiciones dadas en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen y en las Normas Técnicas correspondientes, aprobadas por la Superintendencia de Industria y Comercio o por la autoridad competente.

Será derecho del Agente o del Transportador solicitar, en cualquier momento, una calibración, verificación, inspección o prueba especial del sistema de medición o de sus componentes, en cuyo caso las partes cooperarán para llevar a cabo dicha operación. El costo de esta prueba especial estará a cargo de quien la solicite, a menos que, como resultado de dicha prueba, se detecte un error superior a los valores máximos permisibles establecidos en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen, en cuyo caso dichos costos correrán a cargo del propietario del equipo.

En todos los casos, cuando se detecte un error superior a los límites establecidos en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen, los equipos deberán ser ajustados.

El Transportador dará aviso al Agente sobre la fecha y hora en que se efectuará verificación de los equipos, por lo menos con (3) tres días hábiles de anticipación a fin de que la otra parte pueda disponer la presencia de sus representantes. Si, dado el aviso requerido, el Agente no se presenta, el Transportador podrá proceder a realizar la prueba y a hacer los ajustes necesarios, informando al Agente sobre los ajustes efectuados. El Agente podrá solicitar aclaración o información adicional sobre las pruebas o ajustes realizados.

5.5.6. CONTROL DE ENTREGAS Y RECEPCIONES.

Los Transportadores pondrán a disposición de los Remitentes, durante los cinco (5) primeros días de cada mes, la información relacionada con volumen a condiciones estándar, energía, poder calorífico, presión y temperatura medidas. También el Transportador deberá notificar a los Remitentes sobre cualquier cambio que ocurra en el sistema indicando los motivos que justificaron dicho cambio. A solicitud de cualquier Remitente, el Transportador le informará otros parámetros relacionados con sus Puntos de Entrada y Salida.

5.6 OBLIGACIONES DE LOS AGENTES Y TRANSPORTADORES.

5.6.1. OBLIGACIONES DEL TRANSPORTADOR.

Con relación a los procedimientos de medición, son obligaciones del Transportador las siguientes:

1. No ejecutar ningún Contrato de Transporte hasta tanto se cuente con los Sistemas de Medición para transferencia de custodia debidamente instalados y operando a conformidad del Transportador, o se haya

definido por las partes una metodología de medición de conformidad con lo establecido para Estaciones de Salida en los numerales 5.1 a 5.5 de la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen.

2. Realizar la medición de los parámetros arriba señalados, con la periodicidad establecida en la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen, para Estaciones de Entrada, o la que establezcan las partes para Estaciones de Salida.

3. Tomar y exigir a los Agentes todas las precauciones para que no se alteren los medidores de flujo, equipos de medida y sistemas de medición.

4. Facilitar el Acceso al Remitente al cual preste el servicio, a la información del Sistema de Medición. En caso de Sistemas de Medición con Equipos de Telemetría deberá permitir el acceso a los datos de medición, de acuerdo con la periodicidad de comunicación de recibo de la información con que cuente el Transportador, a través de su página web.

5. Colocar en el BEO la información indicada en el presente Reglamento. La falta de Medición del consumo, por acción u omisión de la empresa Transportadora, le hará perder el derecho al cobro del Servicio de Transporte. La que tenga lugar por acción u omisión del Agente, justificará la suspensión del servicio o la terminación del Contrato, sin perjuicio de que el Transportador determine el consumo en las formas a las que se refiere el artículo 146 de la Ley 142/94, cuando esta práctica sea posible.

6. Disponer de los servicios de comunicaciones necesarios para la transmisión de señales desde los puntos de medida hasta los CPC.

7. Producir las cuentas de balance diarias del usuario cuando esto aplique, así como los reportes de la información recolectada según lo establezca la CREG.

8. Informar las anomalías que afecten el correcto funcionamiento del Sistema de Medición a sus propietarios.

5.6.2. OBLIGACIONES DEL AGENTE.

Con relación a los procedimientos de medición, son obligaciones del Agente las siguientes:

1. No entregar/recibir gas hasta tanto se hayan instalado, calibrado, verificado e inspeccionado los sistemas de medición para transferencia de custodia respectivos, o se haya definido por las partes una metodología de medición de conformidad con lo establecido para Puntos de Entrada y de Salida en los numerales 5.1 a 5.5 de la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen.

2. Mantener un espacio adecuado para el sistema de medición y equipo conexo. Dicho espacio deberá permanecer adecuadamente ventilado, seco y libre de vapores corrosivos, no sujeto a temperaturas extremas y de fácil acceso para el Transportador.

3. Los sistemas de comunicación utilizados en Equipos de Telemetría deberán garantizar un índice de continuidad del servicio, éste será acordado entre el Transportador y el Agente.

4. El Computador de Flujo o Unidad Correctora que deberá instalar el Agente, tendrá al menos un puerto de comunicaciones de uso exclusivo para el Transportador, donde se conectará un dispositivo externo de transmisión de datos. Los elementos necesarios para la comunicación (antena, cableado, dispositivo de transmisión) incluyendo la alimentación eléctrica y el mantenimiento periódico de éstos hacen parte integral del Equipo de Telemetría. La solución de comunicaciones, el tipo de puertos y el protocolo a usar deben ser convenidos con el Transportador a fin de facilitar su integración al CPC.

5. El Computador de Flujo o Unidad Correctora que deberá instalar el Agente tendrá que satisfacer los requerimientos de la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen.
6. No adulterar, modificar, ni retirar medidores u otros equipos del Sistema de Medición y permitir el acceso a los mismos sólo al personal autorizado por el Transportador, con excepción de los eventos en que se requiera su reparación o reemplazo.
7. Tomar y cumplir todas las precauciones incluidas las exigidas por el transportador para que no se alteren los medidores de flujo, equipos de medida y sistemas de medición.
8. Facilitar el acceso al Transportador a los Sistemas de Medición.

6. ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS APLICABLES.

Los estándares, normas técnicas y de seguridad que deberán aplicar para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y puesta en marcha del Sistema Nacional de Transporte, tomarán en consideración la compilación del Código de Normas Técnicas y de seguridad efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

6.1 CUMPLIMIENTO DE NORMAS Y ESTÁNDARES.

El Sistema de Transporte y las conexiones existentes o futuras deben cumplir con los requisitos establecidos en las normas técnicas aplicables de acuerdo con la presente Resolución, o aquellas que lo modifiquen o adicionen, y las disposiciones normativas dadas por la Superintendencia de Industria y Comercio o el Ministerio de Minas y Energía, el cual las compilará en un Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad en Gas Combustible. Se aceptarán entre otras, las normas aplicables emitidas por las siguientes agremiaciones:

AGA: American Gas Association

ANSI: American National Standards Institute

API: American Petroleum Institute

ASME: American Society of Mechanical Engineers

ASTM: American Society for Testing and Materials

AWS: American Welding Society

DOT - PHMSA: US Department of Transportation - Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration

GERG: Groupe Européen de Recherches Gazières

GPA: Gas Processors Association

ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación

IEC: International Electrotechnical Commission

ISO: International Organization for Standardization

MID-EU: Measuring Instruments Directive – Europe Union

NACE: National Association of Corrosion Engineers

NEMA: National Electrical Manufacturing Association

NFPA: National Fire Protection Association

OIML: Organisation Internationale de Métrologie Légale

RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

UL: Underwrite Laboratories Inc.

En materia de seguridad también deberá acogerse el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad en Gas Combustible compilado por el Ministerio de Minas y Energía y a toda la reglamentación que sobre la materia expida el Ministerio de Minas y Energía.

Las normas ambientales a las que deberán acogerse todos aquellos a los cuales aplique este Reglamento, serán aquellas expedidas por el Ministerio del Medio Ambiente, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 4o. <sic, 5o> Numerales 10 y 25 de la Ley 99 de 1994 <sic, 1993> y demás que la modifiquen, deroguen o adicionen; o aquellas que establezcan otras autoridades ambientales competentes.

El Transportador estará obligado a comunicar al propietario de la Conexión, las normas específicas que deberán cumplirse y se abstendrá de prestar el Servicio de Transporte a través de las Conexiones, en los Puntos de Entrada o en los Puntos de Salida de su Sistema de Transporte, que no cumplan con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos por las normas y estándares aplicables.

6.2 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS SOBRE NORMAS TECNICAS.

Las discrepancias entre normas internacionales o nacionales aplicables deberán ser resueltas en primera instancia remitiéndose a la fuente original en el caso de las normas que corresponden a adopciones, adaptaciones o traducciones de otras normas. En caso de no encontrar una resolución al conflicto deberá solicitarse una resolución por parte del Ministerio de Minas y Energía, al igual que en el caso de conflictos que se presenten entre el Transportador y el propietario de la Conexión.