

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

Jose Gregorio Ramírez Amaya *

Juan Manuel Ortiz Afanador †

John Fredy Velosa Chacón ‡

Resumen

En esencia, el estudio contenido en el presente documento representa un análisis crítico y comparativo del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT (Resolución CREG 071 de 1999) a la luz de varios aspectos a saber: 1) la recomendación internacional de OIML número 140; 2) la actualidad metrológica colombiana; y 3) el panorama internacional asociado a la medición para propósitos de transferencia de custodia.

Se abordan entre otros temas: fundamentos metrológicos, requisitos técnicos para los sistemas de medición y sus componentes, control metrológico, determinación de energía y otros aspectos no considerados en el RUT pero relevantes para la medición de gas natural. Estos temas son vistos no solamente desde una perspectiva conceptual sino también a partir de las experiencias reales acumuladas a través de años de interacción con otros Agentes en más de 250 estaciones de salida y de aproximadamente 10 estaciones de entrada.

Por último se ofrece una propuesta de TGI con respecto a una eventual reforma al RUT, las conclusiones y recomendaciones del documento, así como la respectiva bibliografía, las cuales pueden servir de base para orientar trabajos similares, para profundizar temas específicos abordados en el presente documento, o para dar inicio a un plan de trabajo concertado entre todos los Agentes involucrados, teniendo por objetivo último la consolidación de una propuesta definitiva de reforma al RUT.

* Director de Operaciones – TGI S.A. ESP (joseg.ramirez@tgi.com.co)

† Asesor Especialista en Medición – TGI S.A. ESP (juanmanuel.ortiz@tgi.com.co)

‡ Profesional en Medición – TGI S.A. ESP (john.velosa@tgi.com.co)

1. MOTIVACIÓN

Desde su expedición a finales de 1999, la **Resolución CREG 071 de 1999 “Reglamento Único de Transporte de Gas Natural”**, mejor conocida por su acrónimo “RUT” (1), ha sido la referencia regulatoria nacional para la actividad de transporte, a su vez, ha brindado a los Agentes de la cadena del gas natural las directrices acerca de “qué” y “cómo” medir volúmenes y determinar la energía asociada al gas natural. Igualmente ha establecido los requisitos de control metrológico sobre equipos de medida, ha definido las normas aplicables, las responsabilidades, obligaciones y la asignación de la propiedad de los sistemas de medición, entre otros aspectos relevantes desde el punto de vista regulatorio.

Haciendo una retrospectiva, a doce años de su publicación inicial, los **capítulos 5 y 6 del RUT**, titulados “Medición y Facturación” y “Estándares y Normas Técnicas Aplicables”, respectivamente, han sido objeto de tres reformas por parte de la CREG (2), (3) y (4), las cuales tuvieron lugar entre los años 2007 y 2009. Sin embargo, a pesar de las modificaciones y adiciones realizadas y a la luz del panorama internacional, el contenido del RUT está **obsoleto** en materia metrológica, no solo desde el punto de vista de los componentes de metrología legal allí citados, sino también desde una perspectiva tecnológica en medición de volumen y calidad de gas natural.

Una muestra clara del atraso antes mencionado tiene que ver con el hecho de que -en la misma época en que el RUT era modificado- a nivel internacional se publicó la Recomendación Internacional **OIML R140 “Measuring systems for gaseous fuel”** (5) por parte de la Organización Internacional de Metrología Legal (OIML) con la cual se formalizó a nivel mundial el cambio de la concepción tradicional de la medición de gas basada en componentes hacia la visión modernista de «**sistemas de medición**» y la categorización de dichos sistemas en diferentes «**clases de exactitud**» que deben cumplir con determinados límites de «**error máximo permitido**», siendo todos aspectos ajenos al RUT actual (vigente) y que constituyen el nuevo paradigma tecnológico para los Agentes.

La dinámica experimentada por la metrología de gas en **Colombia se destaca a nivel de Latinoamérica**, ha estado caracterizada primordialmente por el fortalecimiento de las capacidades de las empresas del sector, así como por la consolidación de Laboratorios y Organismos de Inspección, y por la formación de profesionales de altísimas competencias en temas relacionados con la medición de gas. Paralelamente, a nivel Estado se ha evolucionado en diversos aspectos entre los que vale la pena mencionar la creación en 2007 del **Organismo Nacional de Acreditación (ONAC)** (6), con el cual finalizaron las labores de ente acreditador que hasta ese año ostentaba la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), institución que operaba bajo un atípico esquema en el que se mezclaban labores de juez y parte dada su connotación de ente de vigilancia; así mismo se resalta la creación del **Instituto Nacional de Metrología (INM)** en el mes de noviembre de 2011 (7), en este caso (de forma similar a lo mencionado anteriormente con relación a la acreditación), se desvincula de la SIC su División de Metrología para conformar el nuevo INM.

Como se puede apreciar, las condiciones están dadas para que en Colombia se lidere un proyecto de reforma regulatoria aplicable a medición de gas natural en transferencia de custodia con el cual se **reduzca la brecha tecnológica**, de manera que Colombia cuente con una regulación acorde con el actual contexto nacional e internacional y que de esta forma se **promueva el desarrollo del sector**.

2. FUNDAMENTOS METROLÓGICOS

En esta sección se discuten algunos aspectos que son de carácter básico pero que no deben descuidarse al momento de redactar un documento de naturaleza técnica relacionado con metrología, ni mucho menos en el contenido de las regulaciones que involucren temas relacionados con las mediciones.

2.1. Vocabulario

Existen dos vocabularios internacionales de términos usados en metrología, el primero es el Vocabulario Internacional de Metrología (VIM) (8) el cual representa el consenso de 8 organizaciones internacionales de amplio reconocimiento y que guardan relación con las mediciones en diversas áreas (BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP, OIML e ILAC). La edición vigente de este vocabulario, que corresponde a la tercera edición, fue publicada en inglés y francés en 2008, mientras que la edición oficial en español se publicó en 2009 (9). Vale la pena mencionar que actualmente en Colombia el VIM existe como Guía Técnica Colombiana de ICONTEC bajo la designación GTC-ISO-IEC99 (10) y que antes de su publicación en 2009 existía la Norma Técnica Colombiana NTC 2194 (11) cuya segunda actualización fue publicada en 1997 y correspondía a la traducción de la segunda edición del VIM.

El segundo vocabulario al que se hace mención es el Vocabulario Internacional de Metrología Legal (VIML) (12) el cual fue publicado en 2001 por la OIML y que actualmente se encuentra en revisión y actualización considerando la necesidad armonizar sus términos con los de la última edición del VIM.

Contar con un vocabulario metrológico normalizado y de alcance internacional es una condición necesaria (aunque no suficiente) para lograr un entendimiento pleno en temas de medición; particularmente en aplicaciones de transferencia de custodia, la armonización de términos debe ser uno de los aspectos de mayor atención para evitar conflictos derivados de interpretaciones divergentes. A pesar de que el VIM fue publicado antes de la expedición del RUT, este último no está alineado con dicha referencia, de tal forma que es común que se presenten discusiones semánticas.

En el Cuadro 1 se presenta una selección de algunos términos incluidos en el VIM relevantes para la metrología de gas natural, parte de ellos son citados en el RUT pero a menudo usados de forma inapropiada.

Cuadro 1. Selección de algunos términos incluidos en el VIM relevantes para el RUT

▪ Ajuste de un sistema de medida	▪ Calibración	▪ Clase de Exactitud
▪ Corrección	▪ Error de medida	▪ Error sistemático
▪ Exactitud de medida	▪ Factor de conversión entre unidades	▪ Incertidumbre de medida
▪ Instrumento de medida	▪ Material de referencia certificado	▪ Patrón de medida
▪ Patrón de medida de referencia	▪ Precisión de medida	▪ Sesgo de medida
▪ Trazabilidad metrológica	▪ Validación	▪ Verificación

La publicación de la Recomendación 140 de OIML (5), la cual se mencionó con anterioridad, trae consigo una serie de términos adicionales que son de aplicación particular para la medición de gas natural. Es importante resaltar que esta Recomendación está perfectamente alineada con el VIM (8) y con el VIML

PROYECTO DE REFORMA AL RUT Medición de Gas Natural

(12). En el Cuadro 2 se presenta una selección de algunos términos incluidos en OIML R140 relevantes para el RUT.

Cuadro 2. Selección de algunos términos incluidos en OIML R140 relevantes para el RUT

▪ (Gross) Calorific value	▪ Additional device	▪ Ancillary device
▪ Associated measuring instrument	▪ Audit trail	▪ Base conditions
▪ Calculator	▪ Calorific value determining device	▪ Compressibility factor
▪ Correction factor	▪ Documented provisions	▪ Flow measuring device
▪ Installation effect	▪ Maximum permissible error (MPE)	▪ Measuring system
▪ Meter	▪ Metering conditions	▪ Metering module
▪ Representative calorific value	▪ Secured communication	▪ Weighted mean error (WME)

Por otra parte, también debe mencionarse que en la industria es común el uso de términos contenidos en el API MPMS 21.1 (13) y que el RUT hace mención a algunos de los términos allí contenidos (P. Ej. elementos primarios, secundarios y terciarios), a pesar de que no los adopta plenamente o que no cita la referencia respectiva. API MPMS 21.1 fue publicado en 1993 y actualmente está próximo a salir una nueva edición actualizada.

Por otra parte, están los términos aplicados de forma particular en la industria del gas, muchos de los cuales han nacido en el ejercicio diario de las operaciones de diversos Agentes del sector del gas natural y su uso se ha arraigado a través de décadas. En este caso se cuenta con dos documentos de referencia, el primero de ellos corresponde al Reporte AGA No. 4A (14) cuya última edición es de 2009, mientras el segundo está representado en la norma internacional ISO 14532 (15) publicada en 2001 y que actualmente se encuentra en revisión por parte de ISO donde se está generando un borrador.

A manera de ejemplo, en la Tabla 1 se presenta una comparación de la definición del término «Calidad del gas» dada en el RUT contra las definiciones de calidad de gas dadas en AGA Report No. 4A.

Tabla 1. Comparación de definiciones en materia de calidad de gas

AGA Report No. 4A (2009)	RUT
Gas Quality <i>The chemical composition of natural gas mixtures as well as composition-dependent physical and chemical properties.</i>	Calidad del Gas Especificaciones y estándares del Gas Natural adoptados por la CREG en el presente Reglamento, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.
Pipeline-Quality Gas <i>A term used to describe gas that:</i> <i>can be accepted by a pipeline without causing unacceptable operational problems for the pipeline, and</i> <i>can be blended or commingled with other pipeline gas such that the levels of individual components, including contaminants, render the overall gas stream suitable for most combustion and feedstock applications – all as spelled out in a pipeline tariff or contract.</i> <i>Pipeline gas can differ from pipeline to pipeline, and gas that complies with the gas quality provisions established in a pipeline's tariff (or in contracts for non-FERC regulated pipelines that do not establish gas quality provisions in a tariff) is considered to be "Pipeline-Quality Gas".</i>	

Como puede derivarse de este simple ejemplo, la conclusión es que también valdría la pena llevar a cabo una revisión del RUT a la luz de los lineamientos de AGA Report No. 4A, la definición de «*Pipeline-Quality Gas*» ofrece una gran coherencia y claridad con respecto a los eventos denominados comúnmente como «gas fuera de especificaciones», a su vez abre las perspectivas para formalizar la mezcla de gases en la red. Su adopción permitiría regular aspectos tan críticos como el recibo de gas fuera de especificaciones

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

en puntos con potencial de mezcla (dilución), lo cual es de gran ventaja para el abastecimiento, beneficiando así a toda la cadena (Productor, Transportador, Remitente, Usuario Final).

2.2. Lenguaje

En metrología no solo es necesario contar con un vocabulario armonizado, sino que también resulta necesario cuidar la forma como se da uso a las palabras, números, signos y símbolos asociados a la metrología, es decir al lenguaje, entendiendo éste simplemente como la manera de expresarse correctamente para lograr transmitir eficazmente un mensaje.

Analizar este punto nos dirige inevitablemente al Sistema Internacional de Unidades (SI), dado que las referencias internacionales que han estandarizado el uso del lenguaje metrológico tienen referencia exclusiva al SI¹. Tal es el caso de las normas de la serie ISO 80000 (16), compuestas por 12 partes².

En el Cuadro 3 se presenta un resumen de aspectos que están incluidos en las normas de la serie ISO 80000 y que son de gran relevancia para el RUT.

Cuadro 3. Selección de algunos términos incluidos normas serie ISO 80000 relevantes para el RUT

▪ Cifras significativas	▪ Constantes universales y empíricas
▪ Expresión de magnitudes	▪ Factores de conversión
▪ Números	▪ Prefijos
▪ Redondeo	▪ Signo decimal
▪ Símbolos	▪ Unidades

El RUT debería hacer uso de reglas formales como las descritas en las normas de la serie ISO 80000 con respecto al lenguaje metrológico allí expresado. Así mismo, para evitar confusiones y propagación de errores de medida, es necesario que a su vez el RUT establezca las reglas formales para el manejo y expresión de las magnitudes y sus valores.

2.3. El Sistema Internacional de Unidades (SI)

Durante la VI Jornada de Medición de Fluidos, evento que de manera itinerante organiza la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas (CDT de GAS) y que se llevó a cabo a mediados de 2011, se realizó un foro sobre la adopción del Sistema Internacional desde las perspectivas de diversos sectores entre los que se destacan el de la metrología, la normalización, la acreditación, la tecnología y las industrias del petróleo y el gas. En dicho foro TGI tuvo representación dentro del grupo de panelistas, a continuación se transcriben las conclusiones de dicha actividad:

- Es necesario tomar la decisión de adoptar el Sistema Internacional de Unidades y posteriormente diseñar una estrategia de “cambio de cultura” y “apropiación” de toda la comunidad según las nuevas regulaciones y mediciones.

¹ No obstante, se aclara que al final de las normas de la serie ISO 80000 se encuentra un anexo de carácter informativo bajo el título “Units based on the foot, pound, second, and some other related units” seguido de la advertencia “The use of these units is deprecated”

² Las normas de la serie ISO 80000 están compuestas por las siguientes partes: 1) General; 2) Mathematical signs and symbols to be used in the natural sciences and technology; 3) Space and time; 4) Mechanics; 5) Thermodynamics; 7) Light; 8) Acoustics; 9) Physical chemistry and molecular physics; 10) Atomic and nuclear physics; 11) Characteristic numbers; 12) Solid state physics

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

- Los organismos nacionales como el ONAC, la SIC y el ICONTEC deben plantear el sistema de legislación de adopción e implementación del SI en Colombia tomando como paradigma o modelo los casos de éxito de países como México y Brasil, apoyados por el CENAM y el IPT respectivamente. Dicha legislación iría a instancias gubernamentales para su respectiva aprobación.
- Es conveniente la adopción del SI, con estrategias y plazos establecidos, mediante la aplicación de disposiciones legales actuales y las modificaciones pertinentes a las regulaciones.
- Debido a la adopción y creciente uso del SI a nivel global, es importante que Colombia adopte plenamente el SI.

Como se puede deducir a partir de las conclusiones, la percepción general con respecto a la adopción del SI es que se está generando una dinámica interesante al interior de los diversos sectores relacionados con la metrología a todo nivel.

Con relación al sector del gas en particular es claro que existe una segmentación entre los sectores de transporte y distribución en materia metrológica, iniciando por el uso de sistemas de unidades diferentes³, y continuando con temas menos evidentes como el uso de una presión estándar diferente en los dos sectores, aspecto que TGI alertó a la CREG en noviembre de 2007, dados los errores de medida que se presentaban debido a esta incompatibilidad. En consecuencia la CREG armonizó en 2009 dichas condiciones (17), (18).

Las ventajas de adoptar el SI son evidentes desde todo punto de vista, no obstante, la migración hacia el uso del SI debe ser un tema para discutir profundamente desde el punto de vista legal, técnico, económico y cultural entre las diversas empresas del sector, particularmente desde tres ópticas:

- Hardware
- Software
- Recurso humano

Por lo anterior, sería conveniente realizar un análisis DOFA y dependiendo de las conclusiones del mismo, evaluar si es conveniente dar el siguiente paso que podría consistir en la realización de un estudio especializado.

2.4. Decreto 2269 de 1993

En el numeral 5.3.1 del RUT, titulado “Sistema de medición”, el cual fue modificado por el artículo 3 de la Resolución 41 de 2008 se establece:

Los sistemas de medición para transferencia de custodia emplearán medidores homologados por la Superintendencia de Industria y Comercio, de conformidad con el Decreto 2269 de 1993 o las normas que lo modifiquen o sustituyan o, en su defecto, se emplearán las recomendaciones de la

³ Según el RUT el sector de transporte puede usar indiscriminadamente unidades del sistema inglés o del SI, aunque en la práctica todo se direcciona a sistema inglés. Por su parte, en el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes (17) hace mención exclusiva a unidades del SI, existiendo en este caso coherencia entre la regulación y el desarrollo de las actividades de las empresas distribuidoras.

PROYECTO DE REFORMA AL RUT Medición de Gas Natural

Asociación Americana de Gas – “American Gas Association” (AGA) y del “American National Standards Institute” (ANSI), última edición (...)

En la práctica, los medidores que se usan en Colombia para actividades de transferencia de custodia de gas natural son únicamente aquellos que cuentan con un Reporte AGA que los respalde, es decir que la “homologación” a través de la SIC es un aspecto que no se cumple en la realidad, en parte debido a falencias en la infraestructura y en el personal de dicha entidad para dar soporte al sector del gas.

Por otra parte, el Decreto 2269 de 1993 (19) en la actualidad se encuentra en revisión debido a los grandes cambios que se han dado en la SIC tales como la escisión en 2007 de sus facultades de ente acreditador (6) y la desvinculación de la División de Metrología en 2011 con el propósito de crear el Instituto Nacional de Metrología (7).

No obstante, resulta conveniente analizar algunos apartes relevantes del decreto 2269 de 1993 que guardan relación con la medición en el sector del transporte de gas natural, de tal manera que se presentarán los textos contenidos en el decreto junto a los comentarios respectivos.

Tabla 2. Comentarios a textos seleccionados del decreto 2269 de 1993

Decreto 2269 de 1993	Comentarios
Artículo 29 Los Instrumentos para medir y los patrones que sean utilizados en las actividades enumeradas en este artículo ya sea que se fabriquen en el territorio nacional o se Importen, requerirán, previamente a su comercialización, aprobación del modelo o prototipo por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio, y están sujetos a control metrológico por parte de la misma entidad, sin perjuicio de las atribuciones de otras dependencias. Igualmente, se podrá requerir a los fabricantes, importadores, comercializadores o usuarios de instrumentos de medición la verificación o calibración de éstos, cuando se detecten fallas metrológicas ya sea antes de ser vendidos o durante su utilización. Deberán cumplir, con lo establecido en este artículo, según el reglamento técnico que se expida para tal efecto, los instrumentos para medir y los patrones que sirvan de base o se utilicen para: a) Una transacción comercial o para determinar el precios de un servicio; b) La remuneración o estimación, en cualquier forma, de labores personales; c) Actividades que puedan afectar la vida, la salud o la integridad corporal o el medio ambiente; d) Actos de naturaleza pericial, judicial o administrativa; e) La verificación o calibración de otros instrumentos de medición; f) Determinar cuantitativamente los componentes de una mercancía cuyo precio o calidad dependa de esos componentes.	Los literales “a” y “e” claramente aplican al sector del gas en los puntos de transferencia de custodia desde que el energético es vendido por el Productor, hasta que es recibido por el usuario final, abarcando a su vez las actividades de transporte, distribución y comercialización. A pesar de su aplicabilidad, es claro que la SIC no ha llevado a cabo las actividades de aprobación del modelo o prototipo aplicables a los sectores antes mencionados, y adicionalmente no ha ejercido un control metrológico sobre los instrumentos y patrones referidos. Igualmente, los controles metrológicos denotados como aplicables a los fabricantes, importadores, comercializadores o usuarios de instrumentos de medición no se han aplicado con anterioridad a su venta y tampoco durante su servicio.
Artículo 32 Los Instrumentos utilizados en las actividades de control metrológico deben calibrarse por la Superintendencia de Industria y Comercio o por la entidad acreditada para tal fin. En tal sentido, los laboratorios que se dediquen a la realización de pruebas, ensayos y mediciones científicas, investigativas, medicas, industriales o de cualquiera otra índole y los talleres de reparación de los instrumentos y aparatos de medición, deberán tener sus instrumentos y equipos de medición metrológicos debidamente calibrados.	Este es un aspecto que en muchas ocasiones se pretende obviar, bien sea por negligencia del Agente como también por justa causa; tal es el caso de las magnitudes que no disponen de trazabilidad directa a nivel nacional (P. Ej. calidad de gas) y que a su vez no cuentan con laboratorios acreditados que ofrezcan los servicios respectivos.
Artículo 34 Los Instrumentos para medir que se empleen en los servicios de Ministro (sic) o abastecimiento de agua, gas, energía eléctrica, combustibles derivados del petróleo y telefonía, quedan sujetos a las	Es claro que este artículo aplica a todos los Agentes de la cadena del gas natural. Aunque se citan aspectos importantes como: la calidad y cantidad de la infraestructura metrológica destinada a labores de calibración, y la

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

Decreto 2269 de 1993	Comentarios
siguientes reglas: a) Las autoridades, empresas o personas que proporcionen directamente el servicio, estarán obligadas a contar con el número suficiente de instrumentos patrón, personal calificado, así como con el equipo de laboratorio necesario para comprobar por su cuenta, el grado de precisión de los instrumentos en uso; b) Los suministradores podrán mover libremente todas las piezas de los instrumentos para medir que empleen para repararlos e ajustarlos, siempre que cuenten con patrones de medida y equipo de laboratorio. En tales casos, deberán colocar en dichos instrumentos los sellos necesarios para impedir que personas ajenas a ellas puedan modificar sus condiciones de ajuste; c) Las autoridades, empresas o personas que proporcionen (sic) los servicios, asumirán la responsabilidad de las condiciones de ajuste de los instrumentos que empleen, siempre que el instrumento respectivo tenga los sellos impuestos por el propio suministrador.	capacidad e idoneidad del personal asociado a dichas labores, es difícil llegar a definir qué es “suficiente” en cada caso pues no se cuenta con un conjunto de reglas aplicables para tal propósito. La instalación de sellos es una práctica y desafortunadamente no está extendida en el sector. En ocasiones se generan malestares por la instalación de estos accesorios comunes en la práctica cotidiana de la metrología legal. El literal “c” es ambiguo y por lo tanto de difícil interpretación.

Como conclusión, vale la pena gestar una discusión a la luz de lo establecido en el decreto 2269 de 1993 y de las prácticas que se desarrollan actualmente en el sector, esto con el fin de establecer en conjunto la manera como las diferentes empresas han abordado los temas tratados en el decreto.

La discusión antes mencionada serviría de base para la propuesta que se presentaría a la CREG en cuanto a la forma como se estandarizará la práctica en materia de medición a nivel transporte de gas.

3. REQUISITOS TÉCNICOS PARA LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN Y SUS COMPONENTES

En esta sección y en la siguiente se realizará a cabo un análisis de los aspectos de mayor relevancia contenidos en los capítulos 5 y 6 del RUT, asociados específicamente a la metrología de volumen y la determinación de la energía y que a juicio de TGI requieren una actualización si se observan bajo la óptica del estado del arte de la metrología a nivel nacional e internacional.

Es conveniente aclarar que todos los demás aspectos de índole regulatorio y de carácter no-técnico, tales como los temas de responsabilidades, propiedad, obligaciones y demás no se discuten pues la iniciativa fundamental del presente documento es revisar exclusivamente las consideraciones técnicas.

3.1. Sistemas de medición

OIML R140 menciona que tradicionalmente, la metrología legal aplicada a la medición de gas en muchos países se ha concentrado principalmente en los medidores. Sin embargo, OIML aclara que debido a que el precio de la transacción de una cantidad de gas no solamente depende del volumen medido por el medidor, sino también de otros parámetros de medición (instalación, medidor, presión, temperatura) y de la composición del gas. Por estas razones OIML en su Recomendación 140 introduce la noción de «sistema de medición».

En contraposición, la experiencia de Colombia ha sido direccionada hacia brindar una mayor atención a los elementos secundarios, dejando en muchos casos a un lado el elemento primario. En parte esta situación se debe a que la consolidación de Laboratorios de calibración dio lugar varios años después de la expedición del RUT y desde luego varias décadas después del inicio del negocio del gas en Colombia.

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

En el RUT no se cuenta con una definición formal de sistema de medición y –desde luego– no comparte la filosofía de visión integral dada en OIML R140. La única definición dada en el RUT que podría homologarse sería la de “Estaciones para transferencia de custodia”, la cual fue adicionada en 2008 mediante la Resolución CREG 041 (3).

En la Tabla 3 se presenta una comparación de las definiciones antes mencionadas.

Tabla 3. Comparación de definiciones de sistema de medición

OIML R140	RUT
T.1.7 Sistema de medición Sistema que comprende el módulo de medición y todos los dispositivos auxiliares y adicionales y, cuando sea apropiado, un sistema de disposiciones documentadas asegurando la calidad y la trazabilidad de los datos.	Estaciones para transferencia de custodia Son aquellas instaladas en los puntos de transferencia de custodia y cuyos equipos e instrumentos de medición deben cumplir con las normas colombianas o, en su defecto, con las de AGA o ANSI, establecidas para la fabricación, instalación, operación y mantenimiento de los equipos e instrumentos. Estas estaciones pueden ser de Entrada, de Salida o Entre Transportadores.

Como puede observarse, la definición del RUT es poco “universal”, se direcciona exclusivamente hacia el cumplimiento de normas colombianas o americanas y no tiene en cuenta aspectos tan relevantes como la calidad y trazabilidad de los datos, los cuales no se garantizan mediante la simple aplicación de normas técnicas.

Una aproximación de gran valor para la industria del gas tiene que ver con la visión integral (holística) de los sistemas de medición, tal y como se deriva de la lista “no exhaustiva” de elementos que comprenden un sistema de medición según la OIML R140, tal y como se aprecia a continuación.

4.1. Componentes de un sistema de medición (OIML R140)

(...) Un sistema de medición puede incluir elementos de la siguiente lista no exhaustiva:

- medidor(es) o módulo de medición;
- facilidades de verificación;
- sellos metrológicos;
- dispositivos de conversión; (* si aplican)
- dispositivos para determinación de poder calorífico; (* si aplican)
- memoria o dispositivo de impresión y registrador cronológico automático; (* de acuerdo con la regulación nacional)
- equipo de conmutación para seleccionar el número apropiado de líneas de medición correspondiente a la carga real de la estación y usado para asegurar que cualquier medidor en servicio está midiendo flujos entre sus $Q_{mín}$ y $Q_{máx}$; (*)
- 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)
- válvulas de aislamiento; (**)
- 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; (**)

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

- equipo para absorber vibraciones y pulsaciones; (**)
- dispositivos para acondicionamiento del perfil de flujo; (**)
- otros componentes; (**)
- disposiciones documentadas y sistemas de aseguramiento de la calidad. (***)

(*) Siempre serán parte del sistema de medición cuando esté presente.

(**) 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

Por su parte, el numeral 5.3.1 del RUT “Sistema de medición”, el cual fue modificado por la Resolución CREG 041 de 2008 (3), reafirma el direccionamiento hacia la normativa americana, cita la necesidad de usar medidores homologados por la SIC (aspecto que en la práctica nunca ha operado) para dar cumplimiento al Decreto 2269 de 1993 (19), y por último establece que los componentes de un sistema de medición se circunscriben (al parecer exclusivamente) al elemento primario, los elementos secundarios y el elemento terciario.

Adicionalmente, en el numeral 5.3.1 del RUT se citan otros aspectos que vale la pena analizar en detalle, para lo cual nos referiremos a la Tabla 4 con el propósito de hacer comentarios a lo que establece dicho numeral del RUT en contraposición con la realidad nacional y a otras referencias técnicas aplicables.

Tabla 4. Comentarios al numeral 5.3.1 del RUT

RUT	Comentarios
5.3.1. SISTEMA DE MEDICIÓN Los sistemas de medición para transferencia de custodia emplearán medidores homologados por la Superintendencia de Industria y Comercio, de conformidad con el Decreto 2269 de 1993 o las normas que lo modifiquen o sustituyan o, en su defecto, se emplearán las recomendaciones de la Asociación Americana de Gas – “American Gas Association” (AGA) y del “American National Standards Institute” (ANSI), última edición, y constarán de: (...)	Los medidores y demás instrumentos de medida usados en aplicaciones de metrología legal, como es el caso de la transferencia de custodia de gas natural, deben cumplir con aprobaciones para tal efecto. Por ejemplo, en el caso de los medidores de gas, los certificados de aprobación de medidores, los cuales son emitidos por laboratorios acreditados para tal fin, pueden expresar su cumplimiento con normativas tales como la OIML R137-1 (21), directrices nacionales como el caso de MID, o referencias particulares para diferentes tipos de medidor como las publicadas por AGA o ANSI. En Colombia no se cuenta con laboratorios con capacidad para aprobación de modelo y la SIC no emite homologaciones para medidores de gas natural. En conclusión, lo que se requiere es que los medidores cuenten con un certificado de aprobación de modelo expedido por un laboratorio acreditado para tal fin. Por otra parte, en cuanto a la normativa aplicable, no debe circunscribirse a AGA o ANSI sino a los medidores certificados para transferencia de custodia de gas que cumplan con los errores máximos permitidos dados en la regulación nacional.
(cont.) a) Elemento primario: Es el dispositivo esencial usado para la medición del gas; incluye, pero no está limitado a, medidores de orificios, turbinas, ultrasónicos, rotatorios, máscos o de diafragma. (...)	OIML R137-1 (21) y OIML R140 (5) establecen las tecnologías de medición cuyo desempeño es bien conocido. Particularmente, OIML R140 contempla medidores tipo turbina, rotativos, placas de orificio, ultrasónicos, vortex y máscos tipo Coriolis; por su parte, OIML R137-1 aplica a medidores con clases de exactitud de 0.5, 1 y 1.5, de manera que es posible seleccionar con facilidad el medidor apropiado para cada clase de sistema de medición (A, B o C según OIML R140). OIML R137-1 contempla también medidores de diafragma y máscos térmicos, además de los citados por OIML R140. No obstante, cualquier medidor que demuestre que posee un desempeño tal que cumple con los errores máximos permitidos exigidos sería aplicable para transferencia de custodia. Este es un

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

RUT	Comentarios
	aspecto que amerita una discusión profunda.
(cont.) a) Salvo acuerdo entre las partes, para elementos primarios del tipo turbina se evitará el uso de las configuraciones de instalación a que hace referencia el numeral 3.2.2 del reporte número 7 de AGA, en su edición de 1996, o la que lo modifique, adicione o sustituya; (...)	Esta observación, hecha bajo el marco de la edición (desactualizada) del Reporte AGA No. 7 publicado en 1996 (22), el cual fue reemplazado por la edición de 2006 (23), ha representado un obstáculo para el uso de medidores tipo turbina con desempeño certificado para operar en condiciones de instalación cortas. En 1996 no se habían publicado los resultados y conclusiones de las pruebas de laboratorio que adelantaba en los Estados Unidos el Gas Research Institute – GRI (actual Gas Technology Institute – GTI) (24), los cuales demostraron que medidores provistos de acondicionador integral y sometidos a condiciones de instalación con perturbaciones de alto nivel aguas arriba, exhibían sesgos de medida que no excedían $\pm 0,4\%$, es decir inferiores a $\pm 1\%$. La observación debe eliminarse del RUT dado que no representa la realidad tecnológica actual y que la decisión de usar este tipo de instalaciones depende entonces del análisis del cumplimiento de la clase de exactitud del sistema de medición.
(cont.) b) Elementos secundarios: Corresponden a los elementos registradores, transductores, o transmisores que proporcionan datos, tales como: presión estática, temperatura, presión diferencial, densidad relativa y son de carácter obligatorio para todos los sistemas; (...)	La obligatoriedad es relativa, dado que (como se establece en el literal “c”) los sistemas de menos de 100 mil pies cúbicos estándar por día no están obligados a usar computador de flujo y no se menciona nada en cuanto a la estrategia a manejar en cuanto a medidores lineales (P. Ej. rotativos y turbinas) o a medidores másicos, siendo que los lineales requieren un dato de presión estática y temperatura, mientras que los másicos Coriolis no requieren de estas variables para su operación. Por otra parte, equipos tales como cromatógrafos y calorímetros también son “elementos secundarios” a pesar de que en el numeral solo se haga mención a la densidad relativa en lo que respecta a analizadores.
(cont.) c) Elemento terciario: Corresponde a un computador o corrector electrónico, programado para calcular correctamente el flujo, dentro de límites especificados de exactitud e incertidumbre, que recibe información del elemento primario y de los elementos secundarios. Es de carácter obligatorio para el manejo de volúmenes iguales o mayores a 100.000 PCED (pies cúbicos estándar por día) o su equivalente en m3.	La intención de brindar este tipo de flexibilidad es buena pero al fijar simplemente el valor límite para el uso de computadores de flujo y no establecer las estrategias correspondientes para garantizar medidas dentro de los límites de error dados regulatoriamente, esta flexibilidad se convierte en motivo de disputas. Al respecto OIML R140 establece en el numeral D.3.1 del Anexo D los requisitos mínimos de diseño para cada sistema en función de su caudal máximo de operación, relacionando a su vez las clases de exactitud correspondientes a cada caso (ver Tabla 5 a continuación).

Tabla 5. Criterios mínimos de diseño para constituir sistemas de medición
(Traducida de la Tabla 5 del Anexo D de OIML R140 – Se incluyeron unidades inglesas)

Qmax de diseño a condiciones base m³/h (ft³/h)	Menor o igual a 1 000 (35 300)	Más de 1 000 (35 300)	Más de 10 000 (353 000)	Más de 100 000 (3 530 000)
Corrección de la curva del medidor		X	X	X
Facilidades para un sistema de pruebas locales			X	X
Conversión de temperatura	X	X	X	X
Conversión de presión		X	X	X
Conversión Z		X	X	X
Determinación local de poder calorífico y calidad de gas			X (o ver la siguiente fila)	X
Determinación remota de poder calorífico (muestreo o cálculo)	X	X	X	
Registro de cantidades de flujo por intervalos de tiempo			X	X

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

Q _{max} de diseño a condiciones base m ³ /h	Menor o igual a 1 000 (35 300)	Más de 1 000 (35 300)	Más de 10 000 (353 000)	Más de 100 000 (3 530 000)
Alternativa para las conversiones citadas anteriormente: medición de densidad			X	X
Clase de exactitud	C	B	A o B	A

OIML R140 menciona que en términos generales, es importante dejar claro que de acuerdo con el caudal máximo del sistema de medición, así como con consideraciones técnicas y económicas, la autoridad nacional (en el caso de Colombia la CREG), puede decretar:

- La clase de exactitud de los sistemas de medición
- El tipo de conversión
- Los componentes a ser incluidos en el sistema de medición.

Adicionalmente, en el numeral 7.2.1.2 de OIML R140 se determina que con respecto al montaje de los medidores, estos deben instalarse de acuerdo con:

- las especificaciones dadas en el certificado de aprobación de modelo del módulo de medición;
- las especificaciones dadas en los estándares ISO aplicables;
- las instrucciones del fabricante y en general;
- los requisitos de esta recomendación (OIML R140)

3.2. Clases de exactitud y Error máximo permitido

Anteriormente se había mencionado que OIML R140 hace una categorización de los sistemas de medición en diferentes «clases de exactitud» que a su vez deben cumplir con determinados límites de «error máximo permitido».

De acuerdo con el VIM (9), la clase de exactitud es “aquella clase de instrumentos o sistemas de medida que satisfacen requisitos metrológicos determinados destinados a mantener los errores de medida o las incertidumbres instrumentales dentro de límites especificados, bajo condiciones de funcionamiento dadas”. Por su parte, la misma referencia establece que el error máximo permitido es el “valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido por especificaciones o reglamentaciones, para una medición, instrumento o sistema de medida dado”.

Para el caso particular de OIML R140, se propone la división de los sistemas en tres categorías: A, B y C, siendo la categoría “A” la de mayor exactitud (es decir la que ostenta el menor valor de error permitido) y “C” la de menor exactitud.

En la Tabla 1 de OIML R140 se establecen los errores máximos permitidos relativos, positivos o negativos, para sistemas de medición, así mismo menciona que estos valores son aplicables para aprobación de modelo y verificación inicial (ver Tabla 6 a continuación).

Tabla 6. Errores máximos permitidos para sistemas de medición
(Traducida de la Tabla 1 de OIML R140)

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

Errores máximos permitidos para determinación de:	Clase de Exactitud A	Clase de Exactitud B	Clase de Exactitud C
Energía	$\pm 1.0 \%$	$\pm 2.0 \%$	$\pm 3.0 \%$
Volumen convertido, masa convertida o masa directa	$\pm 0.9 \%$	$\pm 1.5 \%$	$\pm 2.0 \%$

La verificación del cumplimiento de la clase de exactitud de un sistema de medición se evalúa mediante una combinación cuadrática de los errores de cada componente del sistema de medición. OIML R140 reconoce que este concepto no “garantiza” que cada medición cumple satisfactoriamente con los errores máximos permitidos pero es consistente con el hecho de que el pago no se basa en una medición única sino en una combinación de mediciones consecutivas llevadas a cabo en el sistema de medición, y que la probabilidad de que todos los elementos del sistema operen bajo las peores condiciones al mismo tiempo es muy baja.

Así mismo, anota que esta aproximación dirige los esfuerzos hacia la implementación de herramientas que son usadas generalmente en el ámbito de la estimación de incertidumbre, pero que en ningún caso puede considerarse que los errores determinados bajo el marco de referencia de OIML R140 corresponden a incertidumbres ni cumplen todos los criterios necesarios aplicables a las estimaciones de incertidumbre. Que esta aproximación debe considerarse de tipo convencional, representando un buen compromiso entre una aproximación científica y una aproximación práctica pero rigurosa. Esta debería aportar una mejor idea de la exactitud global de las mediciones que -por ejemplo- el resultado de una adición aritmética de errores máximos permitidos aplicable a los componentes del sistema de medición y de sus errores por deriva bajo las magnitudes de influencia.

Los temas que se han abordado en este numeral cubren varios aspectos del RUT, pero muy especialmente el contenido del numeral 5.5.1 “Márgenes de error en la medición”

Tabla 7. Comentarios al numeral 5.5.1 del RUT

RUT	Comentarios
5.5.1 Márgenes de error en la medición Una medición está dentro de los márgenes de error admisibles, cuando al efectuarse la verificación de la calibración del equipo de medición oficial (Transductores de presión estática y temperatura, celda de diferencial, etc.) por parte del Transportador, se encuentra dentro de los siguientes límites: a) El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición de las variables del proceso de flujo de gas (presión estática y temperatura, celda diferencial, etc.) está dentro del margen de error de más o menos el uno por ciento ($\pm 1\%$). b) El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición para determinar la gravedad específica y el poder calorífico bruto, está dentro del margen de error de más o menos el uno por ciento ($\pm 1\%$). (...)	Como se mencionó anteriormente, se hace un uso inapropiado del vocabulario metrológico, lo cual se presta para confusiones, por ejemplo al referirse a la “verificación de la calibración” y al “porcentaje de variación”. Un aspecto de gran trascendencia tiene que ver con las implicaciones de limitar el control metrológico, apuntando exclusivamente a elementos secundarios y marginando el elemento primario. Establecer un control metrológico a la magnitud temperatura expresándolo en términos porcentuales trae asociada la subjetividad de su aplicación en términos de temperaturas absolutas (Kelvin - Rankine) o relativas (Celsius - Fahrenheit). Prácticamente es imposible que un sistema de medición que no esté obligado a usar computador de flujo, tal y como se describe en el numeral 5.3.1 del RUT por operar a volúmenes inferiores a 100000 PCED (comentado en la Tabla 4) tenga un error dentro de $\pm 1\%$. No es correcto asignar a todas las magnitudes el mismo error máximo permisible de 1% (Ver Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10)

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

RUT	Comentarios
(Cont.) Una medición es inexacta si cualquiera de los porcentajes de variación de cualquier equipo de medición está por fuera de los anteriores márgenes de error. Cuando la Medición sea inexacta, los equipos de medición serán calibrados a una precisión dentro de los márgenes de error establecidos. (...)	Uso inapropiado del vocabulario metroológico. Este párrafo entra en conflicto con lo establecido en el numeral 5.5.3.2 "Verificación del equipo de medición", el cual fue modificado en 2008 por la Resolución CREG 041 (3), dado que allí se establece que "En todos los casos, cuando se detecte un desajuste, <u>que supere las tolerancias especificadas por los fabricantes</u> en cualquiera de los puntos de calibración a lo largo del rango de los equipos de medida, los equipos deberán ser ajustados." El problema que genera esta dualidad tiene que ver con la interpretación que se brinde al RUT puesto que se puede pecar por laxitud o rigurosidad. En el caso de la laxitud se incrementan los errores de medición, mientras que el exceso de rigurosidad imposibilita el desarrollo de verificaciones con base en la evidencia objetiva obtenida a partir de calibraciones en campo, la cual ofrece una incertidumbre de medida superior a la de un laboratorio.
(Cont.) Si el error combinado de los diferentes equipos involucrados en la Medición, afecta el volumen total medido, con una desviación superior a más o menos uno por ciento ($\pm 1\%$), o si por cualquier motivo los medidores presentan fallas en su funcionamiento de modo que el parámetro respectivo no pueda medirse o computarse de los registros respectivos, durante el período que dichos medidores 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 segundo medidor o medidor de verificación siempre que cumpla con los requisitos indicados en el literal a) del presente Numeral. Si existe inexactitud en los medidores, se empleará lo previsto en el Numeral 3 siguiente. 2. Corrección del error, si el porcentaje de inexactitud se puede averiguar mediante calibración o cálculo matemático, si ambas partes manifiestan acuerdo; 3. Cualquier otro método acordado por las partes.	Se hace mención a un "error combinado" pero: • No se hace referencia a la manera como se determina éste, es decir a la forma como se deben combinar los errores individuales • El "error combinado" que establece el RUT es de $\pm 1\%$ lo cual es una falacia matemática dado que el control de los errores individuales de todas las demás magnitudes también se realiza dentro de $\pm 1\%$. Al respecto, OIML R140 establece los errores máximos permitidos por módulos (Ver Tabla 8), los cuales pueden determinarse a partir de dos enfoques: • Verificación individual de los elementos asociados al sistema de medición (sin incluir poder calorífico), este se presenta en la Tabla 9; • Verificación global del dispositivo de conversión, este se presenta en la Tabla 10; OIML R140 es consistente con la teoría acerca de la propagación de los errores de medición (o de la incertidumbre) y a su vez con la "sensibilidad" del modelo a cada fuente de error (o incertidumbre).

Tabla 8. Errores máximos permitidos por módulos
(Traducida de la Tabla 2 de OIML R140)

Errores máximos permitidos para:	Clase de Exactitud A	Clase de Exactitud B	Clase de Exactitud C
Volumen medido a condiciones de medición (ver 6.3.2 – OIML R140)	$\pm 0.70 \%$	$\pm 1.20 \%$	$\pm 1.50 \%$
Conversión a volumen a condiciones base o a masa (ver 6.3.3 – OIML R140)	$\pm 0.50 \%$	$\pm 1.00 \%$	$\pm 1.50 \%$
Medición del poder calorífico (solamente CVDD ⁴) (ver 6.3.4 – OIML R140)	$\pm 0.50 \%$	$\pm 1.00 \%$	$\pm 1.00 \%$
Determinación de poder calorífico representativo (ver 6.3.4 – OIML R140)	$\pm 0.60 \%$	$\pm 1.25 \%$	$\pm 2.00 \%$
Conversión a energía (ver 6.3.4 – OIML R140)	Ver 6.5 – OIML R140	Ver 6.5 – OIML R140	Ver 6.5 – OIML R140

⁴ CVDD: Calorific Value Determining Device (Dispositivo para Determinación de Poder Calorífico)

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

Tabla 9. Verificación individual de los elementos asociados al sistema de medición (sin incluir poder calorífico) (Traducida de la Tabla 3-1 de OIML R140)

Errores máximos permitidos para:	Clase de Exactitud A	Clase de Exactitud B	Clase de Exactitud C
Temperatura	$\pm 0.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 0.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Presión	$\pm 0.2 \%$	$\pm 0.5 \%$	$\pm 1 \%$
Densidad	$\pm 0.35 \%$	$\pm 0.7 \%$	$\pm 1 \%$
Factor de compresibilidad	$\pm 0.3 \%$	$\pm 0.3 \%$	$\pm 0.5 \%$

Tabla 10. Verificación global del dispositivo de conversión (Traducida de la Tabla 3-2 de OIML R140)

Condiciones de ensayo y tipos de conversión:	Clase de Exactitud A	Clase de Exactitud B	Clase de Exactitud C
Ensayos a condiciones de referencia para todos los tipos de conversión	0.3 %	0.5 %	0.7 %
Ensayos a condiciones nominales de operación para dispositivos de conversión llevados a cabo como una función exclusiva de la temperatura	- (No relevante)	0.7 %	1.0 %
Ensayos a condiciones nominales de operación para otros dispositivos de conversión	0.5 %	1.0 %	1.5 %

3.3. Temperatura

A continuación, en la Tabla 11, se hace un paralelo entre lo estipulado en el RUT y en los apartes más relevantes de OIML R140 en materia de requisitos técnicos aplicables a la medición de temperatura.

Tabla 11. Comparación del RUT con OIML R140 en medición de temperatura

RUT	OIML R140
5.4.1 Determinación de la temperatura de flujo La temperatura de flujo será determinada por el Transportador mediante equipos de registro continuo. En su defecto, el Transportador la determinará utilizando el siguiente orden de prioridad: 1. La mejor información de campo disponible; 2. Cálculo matemático basado en los principios básicos de fluidometría; o, 3. De estar disponible, cálculo mediante software.	Numeral 6.3, Tabla 3-1 (Tabla 9) Los errores máximos permitidos, considerando la verificación individual de elementos de temperatura son: • Sistemas Clase A: $0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ • Sistemas Clase B: $0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ • Sistemas Clase C: $1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ Numeral 7.3.3.1 Sensor de temperatura El sensor de temperatura deberá instalarse de manera que se asegure que la temperatura medida corresponde a la temperatura a las condiciones de medición. Deberá ser posible verificar in sitio la temperatura medida. Para este propósito, una conexión adicional e independiente para medición de temperatura deberá localizarse a una distancia corta del sensor de temperatura a verificar.

PROYECTO DE REFORMA AL RUT Medición de Gas Natural

Se deben considerar a su vez los criterios mínimos de diseño para constituir sistemas de medición, los cuales contenidos en la Tabla 5 del Anexo D de OIML R140 (ver Tabla 5), puesto que para el caso particular de la temperatura todos los sistemas, independientemente de su caudal máximo de operación deben contar con dispositivos para conversión de temperatura. Este aspecto es lógico puesto que generalmente la mayoría de los sistemas que operan a bajos volúmenes lo hacen a bajas presiones, es decir aguas abajo de un sistema de control o regulación de presión que mantiene esta magnitud estable, mientras que la temperatura presenta un comportamiento mucho más dinámico, más aún con la fenomenología propia de una expansión adiabática (Joule-Thomson), de tal manera que si no se cuenta con un dispositivo de conversión de temperatura es difícil asegurar el cumplimiento de los errores máximos permitidos.

3.4. Presión

A continuación, en la Tabla 12, se hace un paralelo entre lo estipulado en el RUT y en los apartes más relevantes de OIML R140 en materia de requisitos técnicos aplicables a la medición de presión.

Tabla 12. Comparación del RUT con OIML R140 en medición de presión

RUT	OIML R140
5.4.1 Determinación de la presión absoluta de flujo La presión de flujo manométrica (estática y diferencial) será determinada utilizando transductores, operando en tiempo real y de manera continua, con capacidad de suministro de información electrónica, la cual será manejada por el computador o corrector de flujo. En su defecto, se determinará a partir de la mejor información de campo, con la siguiente prioridad: a) Transductores electrónicos ubicados en la misma corriente de flujo de gas. b) Transductores mecánicos o manómetros ubicados en la misma corriente de flujo de gas. c) Cualquier otro procedimiento acordado entre las partes. Para determinar la presión absoluta se utilizará la presión atmosférica (barométrica) del sitio donde esté el medidor. La presión atmosférica (barométrica) se determinará a partir de la mejor información de campo, con la siguiente prioridad: a) Barómetro electrónico; b) Información suministrada por las estaciones del Ideam; c) Aplicando la ecuación B.7, propuesta en el apéndice B del Reporte número 7 de AGA de 2006, o la que lo modifique, adicione o sustituya, utilizando para ello la elevación sobre el nivel del mar, medida y protocolizada por las partes para cada localización en particular, empleando para ello el método disponible que ofrezca la menor incertidumbre.	Numeral 6.3, Tabla 3-1 (Tabla 9) Los errores máximos permitidos, considerando la verificación individual de elementos de presión son: • Sistemas Clase A: 0,2% • Sistemas Clase B: 0,5% • Sistemas Clase C: 1,0% Numeral 7.3.3.2 Transductor de presión El transductor de presión deberá estar conectado a la toma para medición de presión del medidor. Para evitar errores debido a variaciones de la presión atmosférica, deberá determinarse la presión absoluta. Cuando se usa un transductor de presión manométrica, deberá ser posible configurar el valor de la presión atmosférica promedio. Este valor deberá calcularse teniendo en cuenta la altitud del lugar de la instalación. Deberá diseñarse de manera tal que la medición de presión pueda verificarse usando un medio adicional apropiado para medición de presión (toma o conexión en T) en el punto de medición de presión.

Adicionalmente, con respecto al tema de la presión, se presentan los siguientes comentarios técnicos:

- a) El uso del término “tiempo real” puede ser subjetivo y adicionalmente, considerando la flexibilidad que da el RUT al permitir el uso de la “mejor información de campo”, resulta inoficiosa su mención. Este tema debería abordarse desde el punto de vista del concepto de “mínima frecuencia de muestreo” citado en API MPMS 21.1 (13).
- b) En la práctica se ha encontrado que en algunos casos se usan barómetros que no cuentan con evidencias de trazabilidad (hasta relojes de electrónicos de pulso que incluyen sensor de presión atmosférica) y en general este es un aspecto difícil de controlar para un instrumento usado en campo que en muchos casos no está bajo un adecuado plan de aseguramiento metrológico.

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

- c) En la práctica se ha encontrado que las estaciones de medición que hacen uso de datos de presión atmosférica reportadas por el IDEAM (o inclusive en algunos casos con base en información del Instituto Geográfico Agustín Codazzi) son aquellas que operan a presiones bajas (60 psi o inferiores) en la que es más severa la influencia por un error en la configuración de la presión atmosférica. Considerando que las estaciones del IDEAM no están a la misma altitud del sistema de medición (sin mencionar la exactitud del cálculo de la altitud topográfica con base en curvas de nivel), resulta recomendable retirar esta opción.
- d) Considerando lo expresado en los literales “b” y “c”, así como lo expresado en el numeral 7.3.3.2 de OIML R140, resulta más conveniente dejar solamente la opción de determinar la presión atmosférica con base en la altitud, dado que la experiencia ha demostrado que las diferencias entre el dato medido con un barómetro trazable y la presión atmosférica calculada con base en la altitud son despreciables dado que están dentro de las incertidumbres asociadas.
- e) La opción de usar la ecuación del Apéndice B de AGA Report No. 7 de 2006 (23) es válida conceptualmente dado que corresponde a la correlación de la atmósfera estándar estadounidense publicada en 1976, sin embargo, se propone el uso generalizado de la norma ISO 2533:1975 (25) publicada en 1975, con adendos en 1985 y en 1997, y última revisión en 2007, dado que para altitudes hasta 32 km los 2 modelos (estadounidense e ISO) son equivalentes, con la ventaja de que la ISO está sujeta a revisiones y actualizaciones permanentes.
- f) Se deben considerar a su vez los criterios mínimos de diseño para constituir sistemas de medición contenidos en la Tabla 5 del Anexo D de OIML R140 (ver Tabla 5).

3.5. Factor de compresibilidad

A continuación, en la Tabla 13, se hace un paralelo entre lo estipulado en el RUT y en los apartes más relevantes de OIML R140 en materia de requisitos técnicos aplicables al cálculo del factor de compresibilidad.

Tabla 13. Comparación del RUT con OIML R140 en cálculo de compresibilidad

RUT	OIML R140
5.4.3 Determinación del factor de compresibilidad del gas El factor de compresibilidad del gas será determinado utilizando los métodos de caracterización establecidos por la Asociación Americana de Gas – AGA (“American Gas Association”), en el Reporte número 8 (“Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases”), última edición. Los métodos conocidos como simples (“Gross”) en el Reporte No. 8 de AGA no podrán utilizarse en los siguientes casos: 1. Cuando las características de la mezcla de gas estén por fuera de las establecidas en el Rango Normal de la Tabla número 1 de la citada Norma. 2. Cuando la temperatura de operación sea inferior a 32 °F o superior a 130 °F. 3. Cuando la presión de operación sea superior a 1200 psia. Previo acuerdo entre las partes, el factor de compresibilidad para el cálculo de las propiedades del gas a baja presión (100 psig o menos) y bajos volúmenes (inferiores a 100.000 PCED), podrá determinarse con el método AGA-NX-19.	Numeral 6.3, Tabla 3-1 (Tabla 9) Los errores máximos permitidos, considerando la verificación individual del factor de compresibilidad son: • Sistemas Clase A: $\pm 0.3 \%$ • Sistemas Clase B: $\pm 0.3 \%$ • Sistemas Clase C: $\pm 0.5 \%$ Numeral 6.3.3 Conversión a volumen a condiciones base o a masa (...) Cuando se requiera, el factor de compresibilidad convencionalmente verdadero deberá calcularse de acuerdo con ISO 12213 (26), (27) y (28)

Con respecto al tema del cálculo del factor de compresibilidad, se presentan los siguientes comentarios técnicos:

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

- a) Establecer la exclusividad en cuanto al uso de AGA Report No. 8, sin considerar que las normas ISO 12213-2:2006 (27) e ISO 12213-3:2006 (28) son equivalentes -respectivamente- a los métodos detallado y “gross” de AGA Report No. 8 (29), representa dificultades para el uso de equipos, particularmente de origen europeo, que incorporan la referencia de cálculo a las normas ISO antes mencionadas. Inclusive, vale la pena apuntar que las normas de la serie ISO 12213:2006 han sido objeto de revisión desde su primera publicación en 1997 e incluyen aspectos técnicos adicionales que no figuran en AGA pero que son de gran relevancia.
- b) Los puntos 1, 2 y 3 citados en el numeral 5.4.3 del RUT hacen parte del contenido de AGA Report No. 8 (numeral 1.6 “Recommendations”) y a su vez de la norma ISO 12213-2:2006. Todas las condiciones citadas en cuanto a temperatura, presión, composición, poder calorífico y densidad relativa están dentro de los parámetros de calidad establecidos en el RUT. En consideración, la cita sobra pues ambos métodos (detallado y gross) ofrecen incertidumbres dentro de $\pm 0,1\%$ (Región 1 en AGA Report No. 8) para los parámetros de calidad RUT.
- c) Considerando lo expresado en el literal anterior y que la incertidumbre en el factor de compresibilidad también depende de la exactitud en las magnitudes de entrada para el cálculo de dicho factor (presión absoluta, temperatura, composición, poder calorífico y densidad relativa), resulta más conveniente estipular los límites de incertidumbre en la determinación de las variables de entrada, aspecto que está documentado en los numerales 4.5.3 “Impact of uncertainties of input variables” de las normas ISO 12213-2:2006 e ISO 12213-3:2006 pero que no existe en AGA Report No. 8.
- d) La flexibilidad en el cálculo del factor de compresibilidad para aplicaciones con presiones menores a 100 psig y volúmenes menores a 100000 PCED, permitiendo el uso del método PRCI NX-19 (30) presenta deficiencias en dos sentidos: 1) Los sistemas que operen a volúmenes inferiores a 100000 PCED no están obligados a usar computador de flujo, tal y como se describe en el numeral 5.3.1 del RUT (comentado en la Tabla 4); 2) Ignora que los estudios comparativos entre AGA Report No. 8 y PRCI NX-19 muestran diferencias que pueden llegar a estar entre 0,6% y 2% dependiendo de la composición del gas (gases pobres o gases ricos), es decir que la composición sería un aspecto a considerar -además de la presión- para determinar la conveniencia de la aplicación de la flexibilidad.
- e) Se deben considerar a su vez los criterios mínimos de diseño para constituir sistemas de medición contenidos en la Tabla 5 del Anexo D de OIML R140 (ver Tabla 5).

3.6. Densidad – Gravedad específica

A continuación, en la Tabla 14, se hace un paralelo entre lo estipulado en el RUT y en los apartes más relevantes de OIML R140 en materia de requisitos técnicos aplicables a la medición o determinación de la densidad.

Tabla 14. Comparación del RUT con OIML R140 en densidad

RUT	OIML R140
5.4.4 Determinación de la gravedad específica del gas La gravedad específica en los Puntos de Entrada será determinada por el Transportador empleando gravitómetros de registro continuo o cromatógrafos instalados en línea. En Puntos de Salida, la Gravedad Específica podrá determinarse por el método que acuerden las partes o mediante la toma de muestras representativas de la corriente de gas para ser sometidas a cromatografía gaseosa. En los puntos donde confluyan varios gases, el Transportador deberá instalar, a su cargo, cromatógrafos en línea para medir mezclas de gases.	Numeral 6.3, Tabla 3-1 (Tabla 9) Los errores máximos permitidos, considerando la verificación individual de la densidad son: • Sistemas Clase A: $\pm 0.35\%$ • Sistemas Clase B: $\pm 0.70\%$ • Sistemas Clase C: $\pm 1.00\%$

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

RUT	OIML R140
Cuando se requiera en la medición de volumen de gas, el factor de compresibilidad del aire a las condiciones estándar será 0.999590 como se establece en el Numeral 3-B.3 "Equations for Volume Flow Rate of Natural Gas", del Reporte AGA 3, parte 3, última actualización o la que la modifique adicione o sustituya. Las propiedades físicas de los compuestos puros del gas natural utilizados en la determinación de la densidad relativa real o gravedad específica real y poder calorífico real del gas se determinarán exactamente a 14.65 psia (1.01 bar absoluto) y 60 °F (15.56 °C), de conformidad con lo establecido en la metodología de AGA.	

La percepción general con respecto al tratamiento que se da en el RUT al tema de la densidad es que el contenido se centra en aspectos que no son de gran impacto y en otros que ya han sido tratados en otros apartados (P. Ej. condiciones de las propiedades de los compuestos puros), en detalles pequeños que no deberían representar la casi totalidad del numeral (P. Ej. valor del factor de compresibilidad del aire a condiciones estándar), dejándose una gran libertad en aspectos que revisten una gran influencia en las mediciones (P. Ej. muestreo, análisis y cromatografía). Al respecto se presentan los siguientes comentarios técnicos:

- Resulta conveniente darle un nuevo enfoque a este tema, de tal forma que no se refiera a la "gravedad específica" sino a la densidad, siendo esta la magnitud de interés principal.
- En la manera como está redactado este numeral del RUT únicamente aplicaría para: 1) la conversión de volúmenes en función de la densidad o, 2) para la conversión de masa a volumen en el caso de los medidores máscos, siendo esta última opción la de mayor relevancia desde el punto de vista práctico.
- Tanto para el caso de la medición individual de la densidad del gas mediante un transductor de densidad, como para la determinación de la densidad a través de cálculo, es necesario aplicar un conjunto de errores máximos permitidos, como aquellos citados en OIML R140, los cuales aplicarían independientemente del tipo de conversión que se pretenda efectuar.
- Dejar abierto el método de determinación de la densidad al acuerdo que puedan suscribir las partes no es conveniente. OIML R140 refiere a ISO 6976 (31) para el cálculo de la densidad a condiciones base, igualmente hay referencias equivalentes en ASTM D 3588 (32) (que inclusive cita el mismo RUT en el numeral 5.4.5 para poder calorífico) y en GPA 2172 (33). Adicionalmente, en cuanto a los muestreos y análisis se debe cumplir con requisitos para asegurar muestras y resultados representativos.
- Con respecto a la cita del valor del factor de compresibilidad del aire a condiciones estándar, resultaría mucho más conveniente definir un valor convencional para la densidad del aire a condiciones estándar.
- Las propiedades físicas de los compuestos puros que se reportan en ISO 6976, ASTM D3588 y GPA 2145 (34) vienen reportadas a diversas condiciones de presión y de temperatura, tanto en sistema inglés como en Sistema Internacional⁵. Para evitar errores de redondeo y trazabilidad en los datos, los ajustes de condiciones no se hacen sobre las propiedades de los compuestos puros que están tabuladas en las normas sino sobre el resultado de las propiedades calculadas para las mezclas. En las normas se establece la manera como se debe realizar el cálculo a condiciones diferentes P. Ej GPA 2172 o ISO 6976.

⁵ GPA 2145 (34) es equivalente a ANSI/API MPMS Chapter 14.5 "Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures of Custody Transfer" - , Third Edition. 2009

PROYECTO DE REFORMA AL RUT Medición de Gas Natural

- g) Un aspecto a resaltar tiene que ver con los cromatógrafos en línea, dado que estos equipos no solo son usados para verificar el cumplimiento de especificaciones de calidad sino también para calcular diversas propiedades físico-químicas del gas natural que tienen impacto sobre la medición de volumen, masa y energía. Aunque estos equipos se citan en varios numerales del RUT no hay reglas claras con respecto a aspectos como sus especificaciones mínimas, calibración, error máximo permitido, materiales de referencia, trazabilidad, etc., los cuales sí son abordados en OIML R140.

3.7. Poder calorífico

A continuación, en la Tabla 15, se hace un paralelo entre lo estipulado en el RUT y en los apartes más relevantes de OIML R140 en materia de requisitos técnicos aplicables a la medición o determinación del poder calorífico.

Tabla 15. Comparación del RUT con OIML R140 en poder calorífico

RUT	OIML R140
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 de registro continuo. Los mencionados equipos tendrán la capacidad de calcular el poder calorífico utilizando el método recomendado por la American Gas Association (AGA), en normas tales como la ASTM D3588-81 "Standard Method for Calculating Calorific Value and Specific Gravity (relative density) of Gaseous Fuels", última versión. El poder calorífico del gas tomado en los Puntos de Salida será determinado según la metodología y con los instrumentos que acuerden las partes. Para efectos de convertir el poder calorífico, expresado en unidades inglesas (BTU/PCE), al Sistema Internacional de Unidades (MJ/MCE) se utilizará el BTUIT, como se establece en la tabla 3-E-3, del reporte AGA número 3, última actualización, o la que la modifique, adicione o sustituya. Un BTUIT corresponde a una Unidad Térmica Británica, usada por 'International Steam Tables' y ASTM D 1826-77 y equivale a 0.001055056 MJ.	Numeral 6.3, Tabla 3-1 (Tabla 9) Los errores máximos permitidos, considerando la verificación individual de la densidad son: • Sistemas Clase A: $\pm 0.35 \%$ • Sistemas Clase B: $\pm 0.70 \%$ • Sistemas Clase C: $\pm 1.00 \%$

Al igual que en el numeral pasado, el cual hacía referencia a la densidad, el tratamiento que se da en el RUT al tema del poder calorífico es similar, dado que el contenido se centra en detalles pequeños que no deberían representar la casi totalidad del numeral (P. Ej. conversión de unidades y definición de Btu), dejándose una gran libertad en aspectos que revisten una gran influencia en las mediciones (P. Ej. muestreo, análisis y cromatografía). Al respecto se presentan los siguientes comentarios técnicos:

- a) Debe considerarse la revisión general de este tema a la luz de documentos tales como OIML R140 y AGA Report No. 5 (35).
- b) ASTM D 3588 establece la metodología de cálculo para poder calorífico, pero en su contenido aclara que los valores de las propiedades de los componentes del gas natural que figuran en dicha norma son los de GPA 2145-89 y que para propósitos de transferencia de custodia deben usarse los datos de la última edición de GPA 2145. La última edición de GPA 2145 es de 2009. Lo que es claro es que dado que el RUT cita a ASTM D3588 y que esta norma a su vez es dependiente de GPA 2145, se requeriría mencionar ambos estándares en la regulación.

4. CONTROL METROLÓGICO

El decreto 2269 de 1993 define el control metrológico como el *“procedimiento utilizado para verificar si un método, un medio de medición o un producto preempacado cumple con las exigencias definidas en las reglamentaciones metrológicas”*.

Al respecto, en el numeral 5.5.3 del RUT “Calibración de equipos de medición” se mencionan una serie de temas diversos, siendo todos ellos de gran trascendencia en términos metrológicos, como lo son:

- Trazabilidad
- Vigencia de certificados de calibración
- Calibración y verificación
- Frecuencias de calibración

Sin embargo, el balance general de lo que expresa el RUT en relación a estos aspectos es que hay muchos vacíos e inconsistencias, lo cual se presta para que las empresas apliquen su propia interpretación técnica. A continuación se realizarán los comentarios a los aspectos antes mencionados.

4.1. Trazabilidad

La única mención que se hace en todo el RUT al término «trazabilidad» es en relación a la “primera calibración” de los equipos de medición, la cual se trata en el numeral 5.5.3.1 y establece que los equipos con los cuales se desarrolla esta “primera calibración” deben evidenciar trazabilidad nacional o internacional.

A todas luces esta cita es insuficiente para una propiedad metrológica tan crítica como lo es la trazabilidad. Es claro que se requieren directrices más claras y contundentes considerando la actualidad metrológica nacional, caracterizada por las capacidades nacionales, la oferta de servicios metrológicos y de ensayo acreditados, el nuevo rol de la SIC y la consolidación del INM de Colombia.

Temas complejos como las magnitudes que no disponen de trazabilidad oficial a nivel nacional (INM) y que a su vez no cuentan con laboratorios acreditados en Colombia que ofrezcan estos servicios representan son un aspecto a analizar para buscar una alternativa clara y conveniente desde el punto de vista técnico y económico.

4.2. Vigencia de certificados de calibración

En el numeral 5.5.3.1 del RUT se establece que para las calibraciones deben usarse equipos con “certificados de calibración vigentes”.

El tema de la vigencia de los certificados es discutible, tanto desde el punto de vista de que los certificados que emiten los laboratorios de calibración acreditados no declaran una “vida útil” o validez de los datos contenidos en los certificados que emiten, como desde la óptica del sistema de gestión de las mediciones ejemplarizado por los lineamientos de la norma internacional ISO 10012:2003 (20) la cual describe la manera como se deben desarrollar los procesos de medición con un claro enfoque a la

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

satisfacción del Cliente (mediante la obtención de resultados de medida que cumplen con los requisitos preestablecidos entre las partes) y a la mejora continua⁶.

La práctica común, basada en la tradición, consiste en otorgar una validez de 1 año calendario a los certificados de calibración que respaldan los equipos. No obstante, en la realidad, desde un punto de vista práctico, la aptitud de un equipo para operar debe provenir del resultado de un proceso de confirmación metrológica.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, este tema también debe ser objeto de discusión y análisis para lograr establecer unas reglas claras en cuanto a las estrategias para determinar la aptitud de los equipos de medida (patrones e instrumentos de medida).

4.3. Calibración y verificación

Estos dos términos que se mencionan en el RUT, son de enorme relevancia desde el punto de vista del ejercicio del control metrológico. Comúnmente estos términos son interpretados de manera libre por las partes involucradas, de lo cual se derivan discusiones de difícil solución puesto que se asocian a la visión que cada Agente tenga del problema.

En este sentido, resulta conveniente que se adopten los términos correspondientes del VIM y que a su vez se realice un uso apropiado en los textos del RUT que los contienen. A continuación se transcriben las definiciones del VIM.

2.39 (6.11)

calibración, f

operación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medida asociadas obtenidas a partir de los patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación

NOTA 1 — Una calibración puede expresarse mediante una declaración, una función de calibración, un diagrama de calibración, una curva de calibración o una tabla de calibración. En algunos casos, puede consistir en una corrección aditiva o multiplicativa de la indicación con su incertidumbre correspondiente.

NOTA 2 — Conviene no confundir la calibración con el ajuste de un sistema de medida, a menudo llamado incorrectamente “autocalibración”, ni con una verificación de la calibración.

NOTA 3 — Frecuentemente se interpreta que únicamente la primera etapa de esta definición corresponde a la calibración.

2.44

verificación, f

aportación de evidencia objetiva de que un elemento satisface los requisitos especificados

⁶ La norma internacional ISO 10012 tiene su equivalente en Colombia mediante la Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 10012, publicada en 2003 y que lleva por título “Sistemas de gestión de la medición. Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición”

EJEMPLO 1 La confirmación de que un material de referencia declarado homogéneo lo es para el valor y el procedimiento de medida correspondientes, para muestras de masa de valor hasta 10 mg.

EJEMPLO 2 La confirmación de que se satisfacen las propiedades de funcionamiento declaradas o los requisitos legales de un sistema de medida.

EJEMPLO 3 La confirmación de que puede alcanzarse una incertidumbre objetivo.

NOTA 1 – Cuando sea necesario, es conveniente tener en cuenta la incertidumbre de medida.

NOTA 2 – El elemento puede ser, por ejemplo, un proceso, un procedimiento de medida, un material, un compuesto o un sistema de medida.

NOTA 3 – Los requisitos especificados pueden ser, por ejemplo, las especificaciones del fabricante.

NOTA 4 – En metrología legal, la verificación, tal como la define el VIML[53], y en general en la evaluación de la conformidad, puede conllevar el examen, marcado o emisión de un certificado de verificación de un sistema de medida.

NOTA 5 – No debe confundirse la verificación con la calibración. No toda verificación es una validación.

NOTA 6 – En química, la verificación de la identidad de una entidad, o de una actividad, requiere una descripción de la estructura o las propiedades de dicha entidad o actividad.

4.4. Frecuencias de calibración

El tema de las frecuencias de calibración es abordado en el numeral 5.5.3.2 del RUT. Lo que se especifica allí es básicamente que la exactitud de la medida de todos los equipos de transferencia de custodia, de medición del gas, instalados en el Sistema Transporte, será verificada por el Transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes.

Resulta conveniente que el RUT contenga los lineamientos a aplicar con respecto a las frecuencias de calibración, así mismo se deberían expresar cuales son las directrices mínimas en tal sentido, esto con el fin de evitar que el acuerdo que puedan suscribir las partes no sea el apropiado considerando que el desarrollo de las calibraciones periódicas es un proceso de alto impacto para la exactitud de las mediciones.

5. DETERMINACIÓN DE ENERGÍA

El numeral 5.2 del RUT “Medición y Asignación de cantidades de energía en puntos de entrada y puntos de salida” debe revisarse técnicamente a la luz de lo establecido en OIML R140 (5) y en AGA Report No. 5 (35). Igualmente se resalta el hecho de que en materia de asignación de cantidades de energía no hay estipulada ninguna estrategia para puntos de salida, especialmente considerando que esta es una situación muy común dada la dinámica del sector.

A. Medición de energía en sistemas con análisis en línea para poder calorífico:

- Estándares de referencia para medición de energía y poder calorífico.
- Estándares de referencia para muestreo.
- Definiciones.
- Disposiciones relacionadas con la presencia de vapor de agua.
- Establecimiento de errores máximos permitidos para energía y poder calorífico.
- Incertidumbre y trazabilidad de medida.

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

- Configuración del computador de flujo para cálculo de energía.
- Requerimientos para la expresión de energía y poder calorífico.

B. Determinación de energía en sistemas sin análisis en línea para poder calorífico:

- Metodología para la determinación del poder calorífico representativo.
- Establecimiento de errores máximos permitidos para energía y poder calorífico.
- Incertidumbre y trazabilidad de medida.
- Configuración del computador de flujo para cálculo de energía.
- Requerimientos para la expresión de energía y poder calorífico.

En los casos en que se cuenta con medición en línea de composición o de poder calorífico, principalmente en puntos de entrada o en transferencias de custodia entre transportadores, debe considerarse la obligación de incluir la medición en energía directamente en el computador de flujo (P. Ej. con base en AGA Report No. 5).

Está claro que la energía es el resultado del producto entre el volumen (o la masa) de gas medido y el poder calorífico asociado a dicho gas. OIML R140 establece que, en principio, la energía debería corresponder a la suma de las energías instantáneas transferidas en el sistema de medición. De todas formas, OIML aclara que en la práctica esto no es posible y que por lo tanto es aceptable no asociar el poder calorífico instantáneo a los volúmenes (o la masa) instantáneos correspondientes, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Un poder calorífico representativo se determina a intervalos de tiempo mayores o iguales al intervalo de tiempo mínimo citado en la Tabla 16;
- este poder calorífico representativo está basado en mediciones individuales de poder calorífico a intervalos de tiempo menores o iguales a los valores máximos aceptables citados en la Tabla 16;
- el poder calorífico representativo está asociado a la cantidad medida durante el intervalo de tiempo en que el poder calorífico es determinado;
- la estabilidad del poder calorífico durante el intervalo de tiempo asociado a la determinación del poder calorífico representativo es considerada como un componente de incertidumbre.

Estas disposiciones representan la determinación de un valor convencionalmente verdadero, obtenido a partir de la multiplicación entre la cantidad medida durante un período de tiempo al menos igual al intervalo de tiempo mínimo correspondiente a la duración del poder calorífico representativo.

De esta forma, OIML R140 establece que la autoridad nacional puede imponer un intervalo de tiempo máximo para la determinación del poder calorífico representativo.

Tabla 16. Intervalo de tiempo para medir el poder calorífico
(Traducida de la Tabla 4 de OIML R140)

Clase de Exactitud	A	B	C
Máximo intervalo de tiempo aceptable para mediciones individuales de poder calorífico	15 minutos y dependiendo de la estabilidad del poder calorífico	1 hora	1 hora

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

Clase de Exactitud	A	B	C
Mínimo intervalo de tiempo para determinaciones de poder calorífico representativo	Apropiado para la aplicación	1 día	1 día

El abordaje del problema de la determinación de energía por parte de OIML R140 cuenta con una gran solidez técnica y contrasta enormemente con lo que el RUT estipula al respecto, dado que su contenido es exiguo:

RUT 5.4.6 “Equivalencia energética del gas natural”

Con base en las mediciones volumétricas y demás parámetros establecidos en los Numerales anteriores, el Transportador determinará diariamente 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.

En consecuencia, y considerando que en Colombia el poder calorífico se obtiene primordialmente mediante análisis composicional proveniente de cromatógrafos en línea (no está extendido el uso de calorímetros), es necesario que en el RUT al menos se establezcan requisitos específicos para estos analizadores dado su alto impacto en los resultados.

Algunos aspectos que deberían considerarse son:

- Errores máximos permitidos
- Componentes mínimos que debe estar en capacidad de analizar el cromatógrafo
- Composición de los gases de calibración
- Trazabilidad e incertidumbre
- Disposiciones relacionadas con la vida útil y la recertificación de los gases
- Muestreo

6. OTROS ASPECTOS INCLUIDOS EN OIML R140

6.1. By-passing

Una situación común en sistemas de medición, en especial en aquellos que operan a grandes volúmenes y muy particularmente en estaciones de entrada, tiene que ver con las discusiones sobre la instalación de un by-pass a los medidores o al sistema. Al respecto existe un estigma generalizado en cuanto al diseño, construcción y operación de estas facilidades, generalmente derivado de prácticas arraigadas por la tradición en la industria petrolera.

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

Sistemas de medición que no disponen de un medidor de respaldo y que a su vez no cuentan con un by-pass representan un gran inconveniente al momento de requerirse un mantenimiento o una inspección del medidor, dado que inevitablemente se requeriría suspender el flujo, lo cual ocasiona inconvenientes operacionales a todos los Agentes involucrados. En muchas ocasiones es común que se identifique un problema que afecta la exactitud de las mediciones y que a su vez es viable dar solución al mismo en cuestión de horas, sin embargo solo es posible atenderlo luego de varios meses hasta que se disponga de una ventana de tiempo durante una parada general programada. Esto no sucedería si se contara con un by-pass.

El RUT no menciona nada respecto a este tema. Por su parte, en el numeral 7.2.3 de OIML R140 este aspecto es abordado con gran naturalidad, solamente exige que cuando se realice by-pass al módulo de medición se debe registrar la hora de inicio y de finalización de dicha operación.

Igualmente, suministra una serie de recomendaciones del tipo operacional y de diseño de los sistemas de medición, orientadas a la ejecución segura de las labores con el fin de no comprometer la infraestructura durante las labores de presurización, evitando daños en el medidor (P. Ej. exceso de velocidad en componentes mecánicos).

6.2. Facilidades para verificación

Las facilidades para verificación, están definidas en OIML R140 como aquellas facilidades que están incorporadas en un sistema de medición y que permiten la detección de faltas significativas para actuar en consecuencia. Vale la pena aclarar que para OIML R140 una falta (*fault*) es una diferencia entre el error de indicación y el error intrínseco (error determinado bajo condiciones de referencia) de un sistema de medición o de sus elementos constitutivos.

Por su parte, una falta significativa (*significant fault*) recibe este calificativo cuando la magnitud del error de indicación supera un límite preestablecido dado en función del error máximo permitido asociado a los mensurandos principales (volumen, masa o energía), instrumentación asociada o dispositivos para determinación de poder calorífico.

En Colombia, es muy limitado el número de sistemas de medición que poseen facilidades para verificación y de hecho siempre se han asociado a medidores que operan a manera de patrones de referencia que se instalan en serie con el medidor principal para evaluar la correspondencia entre las dos mediciones y tomar decisiones acerca de la necesidad de envío a calibración.

Estas “facilidades para verificación”, que OIML clasifica en: 1) Permanentes, 2) Intermitentes y 3) No-automáticas, constituyen tecnologías que no están contempladas como un requisito de obligatorio cumplimiento en el RUT, y que podrían homologarse a los denominados “equipos de verificación de medición” (Ver Numeral 5.3.5 del RUT) los cuales son una opción válida regulatoriamente y a costo de la parte interesada. En OIML se vislumbran como un requisito que debería imponer la autoridad nacional para sistemas de medición que operen a caudales máximos de mayores o iguales a 10 000 m³/h a condiciones base (Aproximadamente 353 000 ft³/h $\approx$ 8,5 MMSCFD).

6.3. Disposiciones documentadas

Las disposiciones documentadas (*documented provisions*) representan un nuevo concepto en el área de la metrología legal, de hecho están incluidas en la definición misma de “Sistema de medición”, la cual se

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

analizó en la Tabla 3 y son un componente integral del mismo. De acuerdo con OIML R140 las disposiciones documentadas son preceptos establecidos por el usuario de un sistema de medición con el propósito de dar confianza a la autoridad nacional en el sentido de que las operaciones se desarrollan de acuerdo con las expectativas metrológicas cuando estas no se están llevando a cabo usando instrumentos de medida sujetos a control y/o comunicaciones seguras. Igualmente, establece que las disposiciones documentadas pueden ser parte de un sistema de aseguramiento de la calidad.

Según OIML R140 el concepto de un sistema de medición puede involucrar datos y gráficas suministrados de acuerdo con las disposiciones documentadas. Aclara que a menudo esto es necesario - particularmente- para la determinación de la energía. Otros ejemplos donde son necesarias las disposiciones documentadas son:

- para la conversión de masa a volumen⁷ (P. Ej. en medidores másicos tipo Coriolis);
- en la declaración de la manera como se asegurará la trazabilidad de los datos usados para la determinación de los mensurandos en sistemas de medición que se analizan por módulos separados (temperatura, presión, densidad, etc.);
- en la declaración de “representatividad” de los datos no-medidos usados para cálculos de medición (P. Ej. poder calorífico, presión);
- cuando se usan instrumentos de medida que no están sujetos a control metrológico, de manera que se requiere demostrar que se cumplen los requisitos de errores máximos permitidos;
- cuando el tiempo de tránsito de una muestra de gas y su respectivo tiempo de análisis en un analizador en línea (P. Ej. cromatógrafo, calorímetro) no puede considerarse despreciable y no puede corregirse;
- cuando existen fuentes de incertidumbre adicionales a las consideradas comúnmente;

Las disposiciones documentadas de OIML R140 podrían homologarse en algunos casos a los llamados “acuerdos entre las partes” que se citan en diversos numerales del RUT. No obstante, la ventaja de hacer uso de la figura de «disposiciones documentadas» es que esta complementa el sistema de medición, permite la realización de auditorías eficaces y brinda unas reglas de juego formales, claras y soportadas en un fundamento técnico previamente analizado, todo lo cual debe contar con aceptación de las partes y debe someterse a seguimiento y control para asegurar que la exactitud del sistema está dentro de los errores máximos permitidos.

7. PROPUESTA DE TGI

De acuerdo con lo expresado en el presente estudio, TGI considera que el plan a trazar para lograr consolidar una nueva versión de los aspectos metrológicos contenidos en el RUT está dado por la ruta de trabajo que se muestra en la Figura 1.

7.1. Conformar el grupo de trabajo

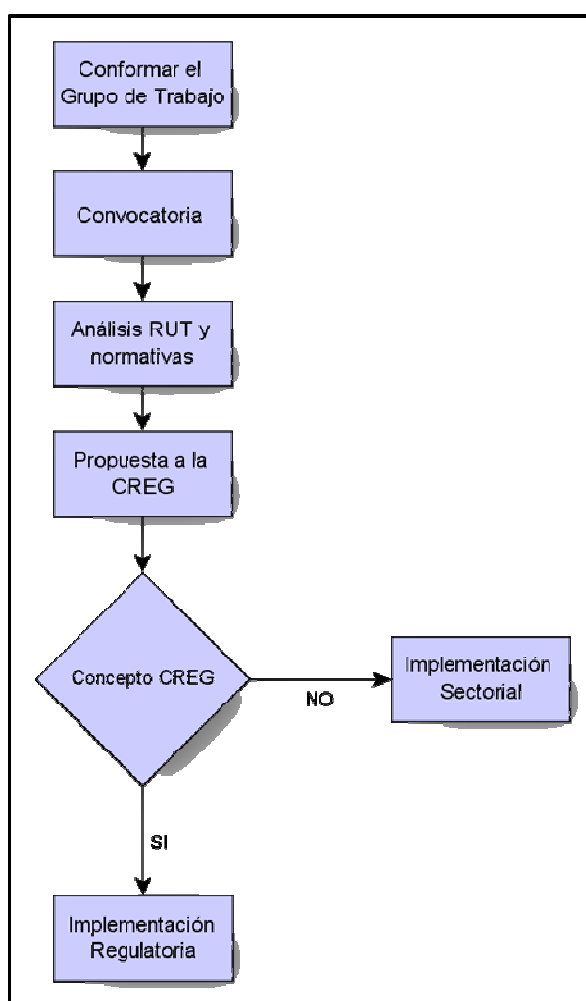
El primer paso consistiría en consolidar un grupo de trabajo sólido y competente, con participación de múltiples Agentes de la cadena representados especialmente por los expertos en medición vinculados a cada empresa. El grupo base de trabajo estaría constituido por las empresas miembros del CNO-Gas. El

⁷ Este aspecto no está dentro del alcance de OIML R140

PROYECTO DE REFORMA AL RUT Medición de Gas Natural

grupo de trabajo iniciaría proyectando el cronograma previsto de trabajo y organizando la respectiva agenda. Debe tenerse en cuenta que el grupo de trabajo demanda la asignación de roles y responsabilidades para un desarrollo fluido de las labores.

Figura 1. Propuesta de plan de trabajo



7.2. Convocatoria

Con el propósito de que el trabajo desarrollado tenga una visión amplia y sea lo más universal posible, es conveniente hacer extensivo el proyecto a otras empresas, entes e instituciones que no estén al tanto de la iniciativa y que a su vez guarden relación con la cadena del gas. Para tal propósito, una vez proyectado el plan de trabajo con su cronograma y agenda respectiva, se realizaría una invitación formal a participar del proyecto.

7.3. Análisis del RUT y la normativa

Tomando como base lo dispuesto en el RUT, el contenido del presente estudio y las consideraciones, aportes y opiniones de los miembros del grupo de trabajo, se realizaría un análisis y discusión de los temas que a juicio del grupo de trabajo requieren reformarse. El trabajo se organizaría mediante sesiones, de las cuales se llevarían registros de los temas tratados, de las conclusiones, de los compromisos y se iría consolidando un documento definitivo con la propuesta que se realizaría a la CREG.

7.4. Propuesta a la CREG

El CNO-Gas tomaría el documento final obtenido como resultado de las labores del grupo de trabajo y adelantaría los trámites correspondientes para ponerlo a consideración de la CREG. Sobre este punto es necesario que se evalúe un período de transición adecuado con el fin de que los Agentes puedan adaptar sus procesos a la nueva filosofía de control metrológico y a las exigencias de los requisitos regulatorios.

7.5. Concepto CREG

7.5.1. Favorable: Implementación de la regulación

En caso de que el concepto de la CREG sea favorable, se iniciaría el proceso de preparación para la implementación de los cambios tomando en cuenta el período de transición. El grupo de trabajo puede continuar operando a manera de Consultor para facilitar la implementación de los nuevos aspectos regulatorios.

7.5.2. No-Favorable: Implementación Sectorial

En el evento de que la CREG no apruebe el proyecto presentado y que el contenido del RUT permanezca igual, a partir del documento final se constituiría un manual de gestión de los procesos de medición para las empresas del sector, el cual sería de adopción voluntaria por los Agentes.

CONCLUSIONES

- La obtención de procesos de transferencia de custodia confiables requiere la armonización entre los Agentes de cuatro aspectos principales: 1) fundamentos metrológicos, 2) requisitos técnicos para elementos empleados en medición de gas, 3) control metrológico y 4) metodología para la determinación de cantidades de energía.
- Desde el punto de vista de Estado, el gobierno nacional ha tenido considerables avances en materia de armonización de fundamentos metrológicos, los cuales han permitido, entre otros aspectos, la creación del Organismo Nacional de Acreditación (ONAC) y del Instituto Nacional de Metrología (INM). Adicionalmente, después del proceso normal de estudio y debate por parte del gobierno, fue aprobada la participación de Colombia en la convención del metro, lo cual permitirá acceder tanto al BIPM como a la OIML.
- Considerar los elementos empleados en medición de gas bajo la noción integral de “sistema de medición”, adoptada por la recomendación 140 de OIML, permite la clasificación de los sistemas de acuerdo con su impacto y consecuente con dicha clasificación permite especificar los requisitos

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

técnicos asociados a todos los parámetros de medición involucrados: instalación, medidor, presión, temperatura y composición del gas.

- Contar con elementos para medición de gas con altas prestaciones y especificaciones técnicas no es garantía en la obtención de mediciones confiables, lo cual, solo es posible asegurar mediante un programa de control metrológico acorde con el desempeño y características de los elementos asociados a un “sistema de medición” particular.

RECOMENDACIONES

- Aunque los temas tratados en el presente documento representan los aspectos principales en materia de mediciones de gas en transferencia de custodia, hay otros aspectos de medición igualmente importantes dentro de la industria del gas natural, tales como: mediciones operativas que afectan el balance de gas y analizadores de gas para determinación de contaminantes, los cuales deben ser analizados por el CNO-Gas en etapas posteriores debido a la complejidad que representan cada uno de ellos.
- En materia de asignación de cantidades de energía no hay estipulada ninguna estrategia para puntos de salida y esta es una situación muy común dada la dinámica del sector. Es necesario incluir también una revisión técnica de este aspecto.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).** Resolución CREG 071 de 1999. *Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - "RUT"*. 1999.
2. —. Resolución CREG 054 de 2007. 2007.
3. —. Resolución CREG 041 de 2008. 2008.
4. —. Resolución CREG 131 de 2009. 2009.
5. **International Organization of Legal Metrology (OIML).** International Recommendation OIML R140. *Measuring systems for gaseous fuel*. 2007.
6. **Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.** Decreto 4738 de 2008. 2008.
7. —. Decreto 4175 de 2011. 2011.
8. **BIPM, IEC, IFCC, ILAC, ISO, IUPAC, IUPAP y OIML.** JCGM 200:2008. *International vocabulary of metrology – Basic and general concepts and associated terms (VIM)*. 2008.
9. —. JCGM 200:2008. *Vocabulario Internacional de Metrología – Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM)*. 2009.
10. **ICONTEC.** GTC-ISO/IEC 99. *Vocabulario Internacional de Metrología. Conceptos Fundamentales, Generales y Términos Asociados (VIM)*. 2009.
11. **Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC).** NTC 2194. *Vocabulario de Términos Básicos y Generales en Metrología*. 1997.

PROYECTO DE REFORMA AL RUT

Medición de Gas Natural

12. **International Organization of Legal Metrology (OIML)**, V1. *International Vocabulary of Terms in Legal Metrology (VIML)*. 2000.
13. **American Petroleum Institute (API)**. API MPMS Chapter 21.1. *Flow Measurement Using Electronic Metering Systems - Section 1: Electronic Gas Measurement*. 1993.
14. **American Gas Association (AGA)**. AGA Report No. 4A. *Natural Gas Contract Measurement and Quality Clauses*. 2009. AGA XQ0904.
15. **International Organization for Standardization (ISO)**. ISO 14532:2001. *Natural gas - Vocabulary*. 2001.
16. —. ISO 80000. *Quantities and units*. 2009.
17. **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**. *Resolución CREG 067 de 1995*. 1995.
18. —. *Resolución CREG 8 de 2009*. 2009.
19. **Ministerio de Desarrollo Económico**. Decreto 2269 de 1993. 1993.
20. **International Organization for Standardization (ISO)**. ISO 10012:2003. *Measurement management systems – Requirements for measurement processes and measuring equipment*. 2003.
21. **International Organization of Legal Metrology (OIML)**. International Recommendation OIML R137-1. *Gas meters. Part 1: Requirements*. 2006.
22. **American Gas Association (AGA)**. AGA Report No. 7. *Measurement of Gas by Turbine Meters*. 1996. AGA XQ0585.
23. —. AGA Report No. 7. *Measurement of Natural Gas by Turbine Meters*. 2006. AGA XQ0601.
24. **Gas Technology Institute (GTI)**. Metering Research Facility Program: Turbine Meter Research in Support of the Planned AGA Report No. 7 Revision. 2003.
25. **International Organization for Standardization (ISO)**. ISO 2533:1975. *Standard Atmosphere*. 1975.
26. —. ISO 12213-1:2006. *Natural gas – Calculation of compression factor – Part 1: Introduction and guidelines*. 2006.
27. —. ISO 12213-2:2006. *Natural gas – Calculation of compression factor – Part 2: Calculation using molar-composition analysis*. 2006.
28. —. ISO 12213-3:2006. *Natural gas – Calculation of compression factor – Part 3: Calculation using physical properties*. 2006.
29. **American Gas Association (AGA)**. AGA Report No. 8. *Compressibility Factor of Natural Gas and Related Hydrocarbon Gases*. 1994. AGA XQ9212.
30. **Pipeline Research Council International (PRCI)**. PRCI NX-19. *Manual for Determination of Supercompressibility Factors*. 1970.
31. **International Organization for Standardization (ISO)**. ISO 6976:1995. *Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition*. 1995.
32. **ASTM International**. ASTM D3588-98(2003). *Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels*. 2003.
33. **Gas Processors Association (GPA)**. GPA 2172-09. *Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer*. 2009.
34. —. GPA 2145-09. *Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas Industry*. 2009.
35. **American Gas Association (AGA)**. AGA Report No. 5. *Natural Gas Energy Measurement*. 2009. AGA XQ0901.

