

**PROPUESTA TECNICO ECONOMICA DE UN SISTEMA DE GESTION DE
ASEGURAMIENTO METROLOGICO PARA MEDICION DE VOLUMEN DE GAS
NATURAL EN UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA**

ANDRES VILLEGAS GOMEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

**PROPUESTA TECNICO ECONOMICA DE UN SISTEMA DE GESTION DE
ASEGURAMIENTO METROLOGICO PARA MEDICION DE VOLUMEN DE GAS
NATURAL EN UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA**

INGENIERO ANDRES VILLEGAS GOMEZ

**MONOGRAFIA PARA OPTAR POR EL TITULO DE
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

DIRECTOR:

**JUAN MANUEL ORTIZ AFANADOR
Ingeniero de Petróleos
Especialista en Ingeniería del Gas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

TABLA DE CONTENIDO

Introducción	15
1. Fundamentos Teóricos	16
1.1 Descripción:	16
1.2 Características:	16
1.3 Normalización:	17
1.4 Medición De Gas Natural.....	19
2. Evaluación De Equipos De Medición	37
2.1 Requisitos Generales Para El Proceso De Medición:.....	37
2.2 Inventario De Equipos De Medición Y Estructura Metrológica.....	40
3. Confirmación Metrológica	47
3.1 Procedimiento De Confirmación Metrológica	49
4. Programa De Verificación De Equipos De Medición.....	56
4.1 Intervalos De Verificación De Equipos De Medición	56
4.2 Identificación De Intervalos De Verificación De Equipos De Medición	58
4.2.1 Patrones De Flujo	58
4.2.2 Instrumentos Secundarios	58
4.2.3 Instrumentos Terciarios O Computadores De Flujo:.....	59
4.2.4 Medidores Industriales, Y Estaciones De Gnv.....	59
4.2.5 Medidores De Clientes Regulados, Comerciales, Y Residenciales	60
5. Uafg (Unaccounted-For Gas).....	66
5.1 Introducción	66
5.2 Impacto Económico De Uafg Para Las Compañías Distribuidoras	66
5.3 Causas Y Consideraciones Fundamentales	73
5.4 Consideraciones Adicionales Con Los Sistemas De Medición	74
5.5 Proceso De Identificación Y Reducción De Pérdidas Uafg.....	75
6. Procedimiento Para El Cálculo Del Balance De Gas.....	77
7. Identificación Y Cálculo De Costos De Aseguramiento Metrológico.....	85
7.1 Costos De Infraestructura	85
7.2 Costos De Operación	87
7.3 Simulación De Inversiones Y Costos Para Aseguramiento Metrológico.....	87
8. Conclusiones	91
Bibliografía.....	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo Importancia De La Metrología En El Cumplimiento De Especificaciones	17
Figura 2. Relación Entre Presiones Manométrica Y Absoluta	22
Figura 3. Incertidumbre De Factores Compresibilidad De Gas Natural Mediante El Método De Caracterización Detallada	28
Figura 4. Modelo De Proceso Cromatográfico Del Gas	31
Figura 5. Requisitos De Sistemas De Medición	38
Figura 6. Diagrama De Niveles De Calibración	42
Figura 7. Modelo Básico De Codificación De Equipos De Medición	43
Figura 8. Modelo Propuesto Para Ficha De Equipos De Medición	44
Figura 9. Procesos Metrológicos Operativos	48
Figura 10. Diagrama Del Proceso De Confirmación Metrológica Del Equipo De Medición	49
Figura 11. Rangos De Aceptabilidad Y Tolerancia	54
Figura 12. Distribución Normal Para Verificación De Equipos	54
Figura 13. – Inspección Simple Para Medidores Eléctricos, De Gas Y Agua	61

LISTA DE TABLAS

tabla 1. Condiciones Base Comunes.....	19
Tabla 2. Clasificación De Medidores De Flujo Por Intercambio De Energía	20
Tabla 3. Clasificación De Medidores	21
Tabla 4. Listado De Identificación De Equipos De Medición	44
Tabla 5. Clasificación De Clientes Industriales En Una Empresa Distribuidora.....	59
Tabla 6. Distribución De Regiones Para El Análisis De Demanda De Gas Natural.....	67
Tabla 7. Demanda Residencial Por Regiones	68
Tabla 8. Demanda Comercial Por Regiones	69
Tabla 9. Demanda Industrial Por Regiones	70
Tabla 10. Análisis Impacto Económico De Pérdidas Uafg En La Zona Cqr.....	71
Tabla 11. Registros De Recolección De Volúmenes Para El Cálculo De Balance	77
Tabla 12. Formato Para Volúmenes De Gas Mercado Residencial Y Comercial	78
Tabla 13. Detalle Calculo Homologación De Ciclos A Meses Calendario	79
Tabla 14. Modelo De Reporte De Volumen De Clientes No Regulados	80
Tabla 15. Modelo De Reporte Para Volumen Facturado	81
Tabla 16. Modelo De Reporte Para Volumen Diario Distribuido Por Localidad En M3.....	82
Tabla 17. Modelo De Reporte De Balance General, % De Pérdidas, Uafg	83
Tabla 18. Costos De Equipos Patrón Base Para Aseguramiento Metrológico.....	85
Tabla 19. Costos Adecuación De Espacios.....	86
Tabla 20. Costos De Personal Anual.....	87
Tabla 21. Costos De Calibración Externa Anual.....	87
Tabla 22. Algunos Valores Para Índices De Pérdidas Proyectadas En Millones	89
Tabla 23. Valores Estimados De Pérdidas Frente Al Referente De La Regulación En Millones De Pesos.....	89
Tabla 24. Costos Anuales Estimados De Aseguramiento Metrológico	90
Tabla 25. Flujo De Caja Para El Desarrollo De La Propuesta De Aseguramiento Metrológico	90

GLOSARIO

AJUSTE: conjunto de operaciones realizadas sobre un sistema de medida para que proporcione indicaciones prescritas, correspondientes a valores dados de la magnitud a medir. VIM-2012.

CALIBRACIÓN: 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.

Vocabulario internacional de metrología. VIM-2012.

CALIBRADOR DE PROCESOS: sirven básicamente en la técnica de medición, control y regulación para el ajuste y la verificación en instalaciones de control e instrumentación.

<http://www.pce-iberica.es/instrumentos-de-medida/medidores/calibradores-acusticos.htm>

CNO Gas: Consejo nacional de operación de gas natural.

CONFIRMACIÓN METROLÓGICA: conjunto de operaciones requeridas para asegurarse de que el equipo de medición es conforme con los requisitos correspondientes a su uso previsto.

Nota1. La confirmación metrológica generalmente incluye la calibración y verificación, cualquier ajuste o reparación necesario, y la subsiguiente recalibración, la comparación con los requisitos metrológicos del uso previsto del equipo, así como cualquier sellado y etiquetado requerido.

Nota2. La confirmación metrológica no se logra hasta que se haya demostrado y documentado la adecuación del equipo de medición para el uso previsto.

Nota3. Los requisitos para el uso previsto incluyen consideraciones tales como alcance, resolución y error máximo permitido.

Nota4. Los requisitos metrológicos normalmente difieren de los requisitos para el producto y no están especificados en estos.

Nota5. En la figura 2 se proporciona un diagrama del proceso de confirmación metrológica.

ISO 10012-2003.

CORRECCIÓN: compensación de un efecto sistemático estimado.VIM-2012.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CUENTA DE BALANCE: Es la diferencia acumulada entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente durante un mes. Resolución CREG 071 de 1999.

DERIVA: variación continua o incremental de una indicación a lo largo del tiempo, debida a variaciones de las características metrológicas de un instrumento de medida. VIM-2012

EMPRESA DISTRIBUIDORA: Persona encargada de la administración, la gestión comercial, la planeación, la expansión, la operación y el mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un Sistema de Distribución Los activos utilizados pueden ser de su propiedad o de terceros (Fuente R CREG-011-2003; Art 2)

ERROR ALEATORIO: componente del error de medida que, en mediciones repetidas, varía de manera impredecible

NOTA 1 El valor de referencia para un error aleatorio es la media que se obtendría de un número

infinito de mediciones repetidas del mismo mensurando.

NOTA 2 Los errores aleatorios de un conjunto de mediciones repetidas forman una distribución que

puede representarse por su esperanza matemática, generalmente nula, y por su varianza.

NOTA 3 El error aleatorio es igual a la diferencia entre el error de medida y el error sistemático.

VIM-2012

ERROR DE LA MEDIDA: diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia

NOTA 1 El concepto de error de medida puede emplearse

a) cuando exista un único valor de referencia, como en el caso de realizar una calibración mediante un patrón cuyo valor medido tenga una incertidumbre de medida despreciable, o cuando se toma un valor convencional, en cuyo caso el error es conocido.

b) cuando el mensurando se supone representado por un valor verdadero único o por un conjunto de valores verdaderos, de amplitud despreciable, en cuyo caso el error es desconocido.

NOTA 2 Conviene no confundir el error de medida con un error en la producción o con un error humano.

VIM-2012.

ERROR SISTEMÁTICO: componente del error de medida que, en mediciones repetidas, permanece constante o varía de manera predecible. VIM-2012

ESTACION RECEPTORA: Elemento del sistema de distribución donde se garantiza un suministro estable de gas, en los caudales y presiones requeridas por la red de distribución de las poblaciones; sus funciones son: regulación de presión de operación, filtración, medición, seguridad operativa.

ESTACIÓN REGULADORA DE PUERTA DE CIUDAD O PUERTA DE CIUDAD: estación de transferencia de custodia desde el SNT a un Sistema de Distribución, en la cual se efectúan labores de regulación de presión, tratamiento y medición del gas. A partir de este punto inician las redes que conforman total o parcialmente un Sistema de Distribución y el Distribuidor asume la custodia del gas combustible. Resolución CREG 202 de 2013.

FLUIDO NEWTONIANO: fluido con viscosidad constante en el tiempo

FUERZAS DE VAN DER WAALS: En fisicoquímica, las fuerzas de Van der Waals, o interacciones de Van der Waals, es la fuerza atractiva o repulsiva entre moléculas (o entre partes de una misma molécula) distintas a aquellas debidas al enlace covalente o a la interacción electrostática de iones con otros o con moléculas neutras

GNV: Gas Natural Vehicular

INCERTIDUMBRE DE MEDIDA: parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza. VIM-2012

INSTRUMENTO: dispositivo utilizado para realizar mediciones, solo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios. VIM-2012

LOCALIDAD: Municipio, población, o ciudad

MEDICIÓN: proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a una magnitud. VIM-2012

MENSURANDO: magnitud que se desea medir

NOTA 1 La especificación de un mensurando requiere el conocimiento de la naturaleza de la magnitud y la descripción del estado del fenómeno, cuerpo o

sustancia cuya magnitud es una propiedad, incluyendo las componentes pertinentes y las entidades químicas involucradas. VIM-2012.

MPMS: Manual of petroleum Measurement Standards

PATRON: realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una incertidumbre de medida asociada, tomada como referencia. VIM-2012.

PERDIDAS EN DISTRIBUCIÓN: Es la diferencia entre el gas natural disponible para la venta y el gas natural facturado. El gas natural disponible para la venta es el resultado del gas natural comprado en puerta de ciudad menos el consumo propio. Resolución CREG 057 de 1996.

PRECISIÓN: proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones especificadas. VIM-2012.

PROCESO DE MEDICIÓN: Conjunto de operaciones que permiten determinar el valor de una magnitud. ISO 10012-2003.

SCADA: viene de las siglas de "Supervisory Control And Data Acquisition", es decir: adquisición de datos y control de supervisión

SENSOR: Un sensor es un dispositivo diseñado para recibir información de una magnitud del exterior y transformarla en otra magnitud, normalmente eléctrica, que seamos capaces de cuantificar y manipular Normalmente estos dispositivos se encuentran realizados mediante la utilización de componentes pasivos (resistencias variables, PTC (*Positive Temperature Coefficient*) - Resistencia de coeficiente de temperatura positivo, NTC – (*Negative Temperature Coefficient*) - Resistencia de coeficiente de temperatura negativo, LDR – (*Light Dependant Resistor*) - Resistencia dependiente de la luz, etc, todos aquellos componentes que varían su magnitud en función de alguna variable), y la utilización de componentes activos
http://www.profesormolinacomar/tecnologia/sens_transduct/que_eshtm

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN: Es el conjunto de gasoductos y estaciones reguladoras de presión que transportan Gas Combustible desde una Estación Reguladora de Puerta de Ciudad o desde una Estación de Transferencia de Custodia de Distribución o desde un Tanque de Almacenamiento, o desde una Estación de Descompresión, hasta el punto de derivación de otro Sistema de Distribución y/o de las acometidas de los inmuebles, sin incluir su Conexión. Resolución CREG 202 de 2013.

TOLERANCIA: es el intervalo de valores en el que debe encontrarse una magnitud para que se acepte como válida. Fundamentos de metrología, Sánchez A.M.

TOLERANCIA EFECTIVA: es el intervalo de valores en el que debe encontrarse una magnitud para que se acepte como válida habiendo considerado la incertidumbre del proceso de medición. La gestión de los procesos metrológicos, Beltrán J.

TRANSPORTADOR: Persona natural o jurídica cuya actividad es el transporte de gas combustible por tuberías, desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción o de entrega. Resolución CREG 057 de 1996.

TRAZABILIDAD METROLOGICA: propiedad de un resultado de medida por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida. VIM-2012.

USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL: Son los usuarios clasificados como comerciales, industriales regulados y no regulados, los de GNV y todos aquellos diferentes a los usuarios residenciales que se encuentran conectados o se van a conectar al Sistema de Distribución del Mercado Relevante de Distribución conformado para el Siguiete Período Tarifario. Resolución CREG 202 de 2013.

VALOR DE SALVAMENTO: es aquel valor del activo que no se deprecia, al terminar la vida útil del activo.

VARIABLE: o magnitud Es una propiedad que poseen todos los cuerpos, fenómenos y relaciones entre ellos, que permite que puedan ser medidos y dicha medida, representada en la cantidad, puede ser expresada mediante números sobre la base de una comparación con otro cuerpo o fenómeno que se toma como patrón [eswikipediaorg/wiki/Magnitud_\(matemática\)](http://es.wikipedia.org/wiki/Magnitud_(matemática))

VERIFICACION: aportación de evidencia objetiva de que un elemento satisface los requisitos especificados. VIM-2012.

Es la comparación directa entre las características metrológicas del equipo de medición y los requisitos metrológicos del cliente. ISO 10012-2003.

VIM= Vocabulario internacional de metrología. JCGM 200:2012

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA TECNICO ECONOMICA DE UN SISTEMA DE GESTION DE ASEGURAMIENTO METROLOGICO PARA MEDICION DE VOLUMEN DE GAS NATURAL EN UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA *

AUTOR: ANDRES VILLEGAS GOMEZ**

PALABRAS CLAVE:

METROLOGIA, MEDICION, ASEGURAMIENTO METROLOGICO, CONFIRMACION METROLOGICA

DESCRIPCION:

Basado en la alta frecuencia de problemas de medición de volumen en las empresas distribuidoras de gas natural, causados principalmente por reportes de equipos de medición domésticos, comerciales e industriales en mal estado, o a punto de alcanzar su vida útil; medidores de flujo o volumétricos con capacidad insuficiente, instrumentos para medición de magnitudes secundarias como presión y temperatura desajustados, y periódicamente equipos de medición alterados por terceros. Y reconociendo además, que estas irregularidades, pueden ser derivadas de calibraciones de equipos de medición incipientes, reposición anticipada de medidores inexistente, la confirmación metrológica de los volúmenes entregados por el transportador aún en desarrollo, recursos insuficientes para mejorar en tecnología de medición, y programas elementales de confirmación de presión y temperatura, se propone en el siguiente documento de monografía las bases para un sistema de gestión de aseguramiento metrológico, que incluye el proceso de confirmación metrológica, y sus etapas de calibración, verificación y acciones de mejora.

Las acciones propuestas pretenden disminuir los desbalances, pérdidas en el sistema de distribución, o gas no contabilizado UAFG que sobrepasen el porcentaje permitido por la regulación, conllevando desequilibrio económico y sanciones a empresas prestadoras de distribución de gas natural,

Se busca entonces, mediante un plan claro de evaluación e identificación de equipos de medición, un proceso de confirmación metrológica en la medición de volumen de gas de clientes residenciales, comerciales e industriales, y procedimientos estructurados de cálculo de gas no contabilizado, el mejoramiento en la prestación del servicio, para la satisfacción de los clientes.

* Monografía

** Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: ingeniero Juan Manuel Ortiz Afanador

SUMMARY

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMICAL PROPOSAL FOR A MANAGEMENT OF A METROLOGICAL ASSURANCE MEASUREMENT VOLUME SYSTEM IN NATURAL GAS DISTRIBUTION COMPANIES*

AUTHOR: ANDRES VILLEGAS GOMEZ**

KEY WORDS:

METROLOGY, MEASUREMENT, METROLOGICAL ASSURANCE, METROLOGICAL CONFIRMATION

DESCRIPTION:

Based on high frequency problems of volume measurement in natural gas distribution companies; caused primarily, by badness of domestic, commercial and industrial equipment, or about to reach its useful life. In addition, volumetric flow meters with insufficient capacity, secondary instruments for measuring quantities such as, pressure and temperature misaligned, and measurement equipment periodically altered by third parties. And recognizing, that these irregularities can be derived from incipient calibrations of measurement equipment, absent of early replacement meters, metrological confirmation of volumes delivered by the carrier still in development, decrease of measurement technology resources, and elemental programs of pressure and temperature confirmation, the following monograph document proposes, the basis for a system of metrological assurance management, which includes the metrological confirmation process and its stages of calibration, verification and improvement actions.

The proposed actions are intended to reduce imbalances, losses in the distribution system, or gas unaccounted UAFG that exceed the percentage allowed by regulation, leading economic equilibrium and penalties on natural gas distribution companies.

It then searches through a clear plan of evaluation and identification of equipment measurement, a metrological confirmation process in the measurement of gas volume in residential, commercial and industrial customers. Also, it helps creating structured spreadsheet gas procedures for unaccounted of gas UAFG, and improving in the service for customer satisfaction.

* Monographs

** Physicochemical Faculty of Sciences. School of Petroleum Engineering . Director: Juan Manuel Ortiz engineer Afanador

INTRODUCCION

En la operación de las empresas distribuidoras de gas natural domiciliario, es muy frecuente encontrar problemas de medición de volumen, que se evidencian en desbalances entre gas comprado y gas vendido. Estos problemas son causados generalmente por equipos de medición domésticos, comerciales e industriales con altos errores de medición, a veces, en mal estado, o a punto de alcanzar su vida útil, medidores de flujo o volumétricos con capacidad insuficiente o sobredimensionados, instrumentos para medición de magnitudes secundarias como presión y temperatura sin calibración, y frecuentemente equipos de medición alterados por terceros.

En general, estas irregularidades son derivadas de calibraciones de equipos de medición incipientes, reposición anticipada de medidores inexistente, la confirmación metrológica de los volúmenes entregados por el agente transportador aún en desarrollo, recursos insuficientes para mejorar en tecnología de medición, y programas elementales de verificación de presión y temperatura.

Esta situación genera para estas empresas, desbalances en el sistema de distribución, que sobrepasan el porcentaje permitido por la regulación, y conlleva a desequilibrio económico. Además, por el aumento de equipos defectuosos, la facturación se realiza por promedio, incrementando la incertidumbre para el cliente y la distribuidora; igualmente, el control de volúmenes frente al agente transportador ocasiona inventarios negativos en las cuentas de balance, e inconvenientes para las utilidades de las compañías.

En consecuencia, es necesario controlar estos problemas en la medición, no solo por los posibles desequilibrios económicos en las compañías y en sus clientes, sino por requisitos legales que promueven seguridad, calidad y competitividad en los sectores productivos, así como protección a los intereses de los consumidores. Por tanto, a continuación, se propone desarrollar un sistema de aseguramiento metrológico que permita establecer desviaciones, en la medición para las empresas distribuidoras y sus clientes.

1. FUNDAMENTOS TEORICOS

1.1 DESCRIPCION:

La práctica de la medida se ha convertido en un elemento fundamental para garantizar la conformidad de los productos y servicios que circulan en el mercado, es por esto que el gobierno colombiano mediante el decreto 1471 de 2014, que modifica el decreto 2269 de 1993, busca normalizar estas actividades.²

No solo por decreto, sino por las necesidades generadas en la globalización para la competitividad de los países, la metrología adquiere un papel predominante en la toma de decisiones en las organizaciones para permitir esta competitividad.

1.2 CARACTERISTICAS:

Como lo mencionamos en la descripción, organizaciones dedicadas al control de dispositivos de seguimiento y medición, han evolucionado en el tiempo, por avances en la cultura metrológica, valores empresariales, y competitividad; además, la creciente implantación y certificación de sistemas de gestión, que han favorecido la incorporación de la metrología en la cultura empresarial, para tomar decisiones estratégicas en optimización de procesos productivos, basados en las necesidades del cliente.

De manera afortunada, la metrología permite dotar de fiabilidad los resultados de las mediciones que aseguran ante el cliente, el medio ambiente o las personas de la organización, el cumplimiento de los requisitos del sistema de gestión, ya sea

² Decreto 2269 de 1993

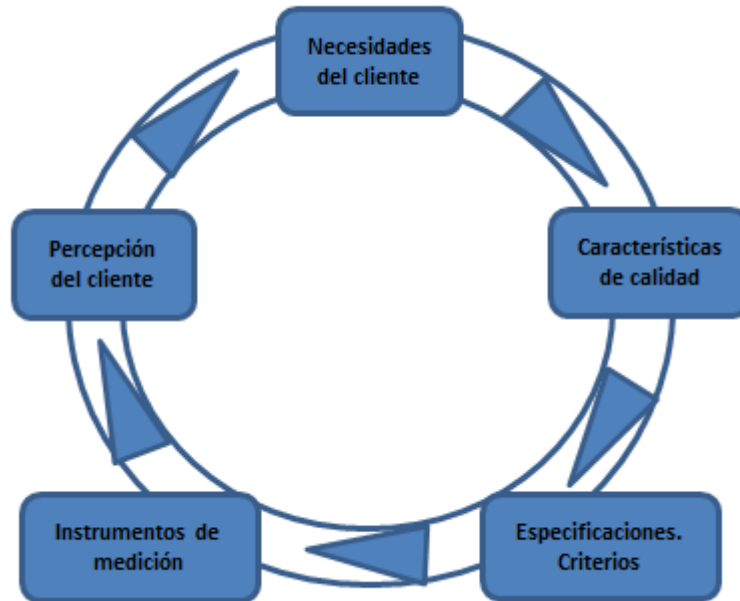
Algunas consideraciones

Que de acuerdo con el artículo 3 de la Ley 155 de 1959 le corresponde al Gobierno Nacional "(...) intervenir en la fijación de normas sobre pesas y medidas, calidad, empaque y clasificación de los productos, materias primas y artículos o mercancías con miras a defender el interés de los consumidores y de los productores de materias primas (...)".

Que de conformidad con el artículo 1 del Decreto 210 de 2003 el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo tiene como objetivo primordial formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas generales en materia de desarrollo económico y social del país, relacionadas con la competitividad, integración y desarrollo de los sectores productivos de la industria, la micro, pequeña y mediana empresa, el Comercio Exterior de bienes, servicios y tecnología, la promoción de la inversión extranjera y el comercio interno.

en materia de calidad, comportamiento medioambiental, o en seguridad y salud laboral respectivamente³

Figura 1. Ejemplo importancia de la metrología en el cumplimiento de especificaciones



Fuente: La gestión de los procesos metroológicos, análisis e integración de un sistema de gestión de las mediciones

1.3 NORMALIZACION:

Para entender cómo funciona el sistema de normalización en el territorio colombiano, debemos incluir los siguientes términos que orientaran el desarrollo del sistema de aseguramiento metroológico, esta información fue tomada de <http://www.sic.gov.co/drupal/metrologia-legal>

1.3.1 Definición global de metrología: Se define como la ciencia de las mediciones y sus aplicaciones. Cubre también los principios relativos a las magnitudes y unidades.

1.3.2 Ramas de la metrología:

1.3.2.1 Metrología científica: encargada de la investigación de unidades de medición, patrones, instrumentos, métodos y procedimientos Investiga métodos y procedimientos para medir y mejorar las mediciones.

³ La gestión de los procesos metroológicos, pg 14, Jaime Beltrán Sanz, Ed. AENOR

1.3.2.2 Metrología industrial: comprende todas las actividades metroológicas que requiere la industria para cumplir con calibraciones, trazabilidad, servicios y aseguramiento metroológico como soporte de sus sistemas de gestión de la calidad.

1.3.2.3 Metrología legal: consiste en ejercer el control metroológico sobre los instrumentos y métodos de medida para velar por su exactitud, contribuyendo a la protección de los consumidores, del medio ambiente y la prevención de fraudes.

La metrología legal es la parte de la metrología que se ejerce por el Estado en las mediciones de interés general, que tienen como fin asegurar la exactitud de dichas mediciones

La metrología legal comprende los siguientes aspectos:

En relación con los instrumentos de medición:

Aprobación de modelo: La aprobación de modelo de un instrumento de medición, es un procedimiento mediante el cual a través de pruebas técnicas y ensayos se verifica que las condiciones mecánicas, de construcción, de uso y funcionamiento de un instrumento, garantizan la exactitud de las mediciones y que esa exactitud se va a conservar razonablemente en el tiempo de uso del instrumento de acuerdo con requisitos específicos establecidos en las normas correspondientes. Esta aprobación de modelo constituye una autorización de comercialización por parte de la autoridad, de los instrumentos de medición controlados en el país, tanto de fabricación nacional como importados

Control metroológico: El control metroológico es el procedimiento utilizado para verificar si un método, un medio de medición o un producto preempacado cumple con las exigencias definidas en los reglamentos metroológicos

1.3.2.4 Verificación de instrumentos: Los instrumentos de medición controlados se verifican para determinar si las mediciones que se realizan con ellos son correctas y se practican de acuerdo con lo establecido en los reglamentos de la Superintendencia de Industria y Comercio y en defecto de ellos, de acuerdo con lo establecido en las recomendaciones correspondientes de la Organización Internacional de Metrología Legal. Cuando un instrumento de medición cumple con las especificaciones del reglamento se le otorga un sello o rótulo mediante el cual se indica que ha sido verificado.

1.3.2.5 Instrumentos para ser controlados: Los instrumentos que están sometidos a control metroológico por el Estado son aquellos que se utilicen para:

- *Transacciones comerciales*
- *Determinar el precio de un bien o servicio;*
- *Remuneraciones de labores personales;*
- *Actividades que puedan afectar la vida, salud o el medio ambiente;*
- *Actividades judiciales, periciales o administrativas;*
- *La verificación o calibración de otros instrumentos de medición*

Entre los instrumentos que sujetos a control están: balanzas, cintas métricas, surtidores de combustible, taxímetros, termómetros clínicos, etc

1.4 MEDICIÓN DE GAS NATURAL

Todos los sistemas de medición están basados en mediciones de masa y el principio de conservación de la materia; sin embargo, por prácticas en transacciones de transferencia de custodia, los reportes son realizados en volúmenes y unidades de energía.

Los dispositivos para medición están clasificados como primarios, secundarios, y terciarios, que se utilizan para determinar cantidad y calidad del fluido.

- El dispositivo primario es el medidor de flujo.
- Entre los secundarios se incluyen dispositivos de medición de presión, temperatura, composición y otros parámetros.
- El dispositivo terciario es un equipo electrónico que recibe información de los dispositivos primarios y secundarios. Está programado con algoritmos que calculan y corrigen el flujo dentro de límites especificados.

Esta medición se aplica al flujo de fluidos en condiciones de estado estacionario limpio, en una sola fase, homogéneo, y newtoniano. Todos los gases, la mayoría de los líquidos, así como la mayoría de los fluidos de fase densa asociados al petróleo y el gas natural son considerados newtonianos.

Además, la medición de volúmenes de gas natural debe incluir para unificar las transacciones, condiciones de referencia o condiciones base, que deben definirse entre las partes, para consolidar contratos de transferencia de custodia.

Algunas condiciones base utilizadas:

Tabla 1. Condiciones base comunes

Referencia	Presión base psia	Temperatura base °F	Información adicional
ISO 14532 – Ref normal	14.696	32	Para un gas real y seco

Referencia	Presión base psia	Temperatura base °F	Información adicional
ISO 14532 – Ref estándar	14.696	59	Para un gas real y seco
GPSA y GPA	14.696	60	Gas processors suppliers association, Gas processors association
AGA	14.73	60	American Gas Association
GISB *	14.73	60	*Gas Industry Standard Board
RUT *	14.65	60	*Reglamento único de transporte resolución CREG 071 -99, Colombia
Resolución CREG 127 de 2013 *	14.65	60	*Modificación código de distribución

1.4.1 Medidores de flujo o dispositivos primarios

Los medidores de flujo pueden clasificarse, por ejemplo, de acuerdo a su relación energética con el fluido, como medidores aditivos, o extractivos de energía. Los aditivos aportan energía dentro de la corriente del fluido para determinar su caudal; los medidores extractivos requieren energía de la corriente del fluido, usualmente con caída de presión, para determinar la caudal.

Otras clases de medidores de flujo se clasifican en discretos o inferenciales. Los primeros determinan el flujo separando constantemente la corriente del mismo en segmentos, para luego contarlos; los inferenciales infieren el caudal midiendo algunas propiedades dinámicas de la corriente del fluido.

Tabla 2. Clasificación de medidores de flujo por intercambio de energía

Aditivos		Extractivos	
Discretos	Inferenciales	Discretos	Inferenciales
Bomba de desplazamiento positivo	Magnéticos	Rotativos	Turbina
	Ultrasónicos sin acondicionador de flujo de alto desempeño	Diafragma	Ultrasónicos con acondicionador de flujo de alto desempeño
	Térmicos sin acondicionador de flujo de alto desempeño		Térmicos con acondicionador de flujo de alto desempeño
			Vortex
			Coriolis
			Orificio, tobera,

Aditivos		Extractivos	
Discretos	Inferenciales	Discretos	Inferenciales
			boquilla subsónica, pitot, tobera, sónica

Fuente: Figura 4-1 Natural gas measurement handbook, James E. Gallagher

Además, se pueden clasificar por cantidad o caudal, por la interacción con el fluido, por el principio de medición, y por el propósito de medición

Tabla 3. Clasificación de medidores

Medidores de cantidad	Rotatorios, o diafragma		
Medidores de caudal	Turbinas, ultrasónicos, placa orificio		
Por la interacción con el fluido	Intrusivos		No intrusivos
	Turbinas, placas de orificio		Ultrasónicos
Por principio de medición	Velocidad	Volumétricos	Másicos
	Ultrasónicos, turbinas	Rotativos, diafragma	Coriolis

1.4.2 Elementos secundarios

Los elementos secundarios incluyen los sensores de presión estática, los sensores de temperatura, los diferenciales de presión, los analizadores en línea como cromatógrafos, tomadores de muestras, y otros.

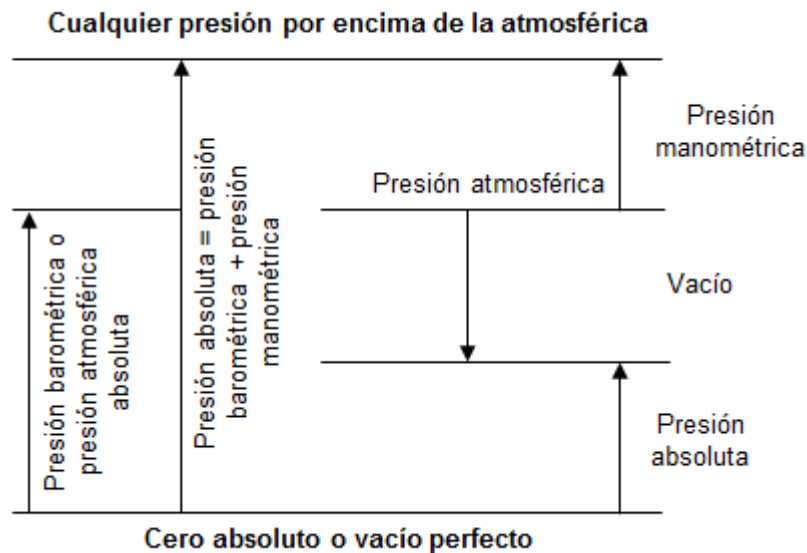
Los dispositivos secundarios proveen datos de entrada a los equipos terciarios

1.4.2.1 Presión:

- Conceptos básicos
- Cero absoluto: aunque el vacío perfecto no existe en la superficie terrestre, es un punto de referencia para la medición de la presión
- Presión absoluta: presión por encima del cero absoluto o vacío perfecto
- Presión atmosférica: presión ejercida por la atmósfera por encima de la presión del cero absoluto, es afectada por la altura sobre el nivel del mar o altitud
- Presión manométrica: es la presión medida por encima de la atmosférica, y es la diferencia entre la presión dentro de la tubería u otro elemento sometido a presión, y la presión atmosférica

- Presión de vacío: cualquier presión por debajo de la presión atmosférica

Figura 2. Relación entre presiones manométrica y absoluta



Fuente: Figura 1-5 Flujo de Fluidos en válvulas, accesorios y tuberías, Crane

- Presión diferencial: Es la diferencia entre dos presiones
- Presión estática: presión real ejercida por un fluido cualquier en reposo o en movimiento (Lara, 2012)
- Presión dinámica: cuando una corriente tiene una velocidad igual a cero, la presión estática es igual a la presión dinámica, pero al aumentar la velocidad del fluido, la diferencia en presiones aumenta en forma proporcional al cuadrado de la velocidad. Esta diferencia de presión se genera por la presión dinámica (Lara, 2012)
- Presión total: es la suma de la presión dinámica y estática. Se denomina además, presión de estancamiento (Lara, 2012)
- Medición de presión

Los elementos mecánicos usados para medir presión son el tubo bourdon, en forma de espiral o helicoidal, y se utilizan como indicadores de presión.

La presión atmosférica del sitio de instalación del medidor que depende de la altitud se puede determinar con barómetros electrónicos, o con la aplicación de la altura sobre el nivel del mar y las fórmulas propuesta por el reporte AGA No.7 de 2006, basada en publicaciones de la National Oceanic and Atmosphere Administration (NOAA).

$$Pa = 14.6960 \times (1 - 0.00000686 \times \text{Altitud})^{5.2554}$$

Donde:

Pa = Presión atmosférica a 60°F, en psia
Altitud = Altura sobre el nivel del mar, en pies

Es importante destacar que para Colombia la resolución CREG 127 de 2013, introduce y aprueba la siguiente ecuación para la determinación de la presión atmosférica para mediciones de volumen que será explicada...en el numeral 1.4.4... de este documento.

Presión atmosférica P: ⁴

Se calcula con base con la presión atmosférica y la altura sobre el nivel del mar y a la temperatura del lugar mediante la siguiente ecuación

$$P = P_o * e^{\frac{-g*x}{R*K}} [Pa]$$

Dónde:

[Pa] : Unidades de Pascales

Po: presión atmosférica a nivel del mar, 101325 Pa

g: Gravedad en la tierra, 9.81 m/s²

R: Constante específica para aire seco 287.058 J/kg K

X: Altura sobre el nivel del en (m) mar a la que se encuentra el domicilio del Usuario. Se deben considerar los diferentes pisos térmicos para cada variación de 200 metros sobre el nivel del mar, en donde se tomará el menor valor entre el rango que se encuentre.

K: temperatura ambiente promedio mensual en grados kelvin en donde K= 273.15 + Tm del municipio donde se encuentra el domicilio del Usuario y conforme a su ciclo de facturación utilizando la siguiente formula:

⁴ Resolución CREG 127 de 2013, Por la cual se modifica el Anexo General de la Resolución CREG 067 de 1995 mediante la que se adoptó el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes

$$T_m = \frac{\sum_{i=-1}^0 (ND_{n+i} \times t_{n+i})}{DF}$$

Donde:

T_m: Temperatura promedio del ciclo de facturación en grados centígrados del mes con mayor número de días del ciclo de facturación y corresponde a cada uno de los meses de enero a diciembre

ND_{n+i}: Número de días del ciclo de facturación en el mes n+i

T_{n+i}: Temperatura del mes n+i del municipio donde se encuentra el domicilio del Usuario. Para esto el Comercializador podrá utilizar el informe “Promedios Climáticos” reportado por el IDEAM y utilizará la medición que se asimile más a la localización del domicilio del usuario, no obstante se deberá utilizar las temperaturas que puedan ser tomadas por equipos de medición de temperatura ambiente pertenecientes al distribuidor o comercializador.

DF: Número total de días del ciclo de facturación

n: Mes calendario de la toma de la lectura

Para esto el Comercializador deberá utilizar el informe del IDEAM “Promedios Climáticos”, y tomará la temperatura del rango allí dispuesto para efectos del cálculo del indicador móvil de pérdidas y utilizará la medición que se asimile más a la localización del domicilio del usuario. No obstante el comercializador podrá utilizar las temperaturas que puedan ser tomadas de la información procesada y tomada por equipos de medición de temperatura ambiente certificados por la SIC o quien haga sus veces pertenecientes al distribuidor.

- Temperatura

La temperatura aunque sea una de las mediciones más comunes y más importantes realizadas en los procesos industriales, tiene limitaciones por la exactitud y precisión deseadas por la velocidad de captación, por la distancia entre el elemento de medida y el aparato receptor y por el tipo de instrumento indicador necesario. Por tanto, es importante conocer los métodos de medida para seleccionar de manera acertada el sistema más adecuado (Creuss Solé, 1998)

Los instrumentos de temperatura utilizan fenómenos influidos por la misma así:

- Variaciones de volumen o en estado de los cuerpos (sólidos, líquidos o gases)
- Variación de resistencia de un conductor (sondas de resistencia)
- Variación de resistencia de un semiconductor (termistores)

- Fuerza electromotriz creada por la unión de dos metales distintos (termopar)
- Intensidad de la radiación total emitida por el cuerpo (pirómetros de radiación)

Se emplean entonces las siguientes clases de instrumentos de temperatura:

- Termómetros de vidrio
- Termómetros bimetálicos
- Elementos primarios de bulbo y capilar llenos de líquido, gas o vapor
- Termopares
- Pirómetros de radiación
- Termómetros de resistencia
- Termómetros ultrasónicos
- Termómetros de cristal de cuarzo

La temperatura para corrección de volumen debe ser expresado en valores absolutos, y por tanto, en grados rankine y kelvin, para el sistema inglés e internacional respectivamente

$$^{\circ}R = ^{\circ}F + 459.67$$

$$^{\circ}K = ^{\circ}C + 273.15$$

Donde:

$^{\circ}R$ = grados Rankine

$^{\circ}F$ = grados Fahrenheit

$^{\circ}K$ =grados Kelvin

$^{\circ}C$ = grados Celsius

Para el caso de Colombia, la resolución CREG 127 de 2013, determina que la temperatura para sistemas de medición que no consideren medición individual, deben corregirse de acuerdo a la temperatura ambiente promedio de la localidad o municipio de instalación del sistema...en el numeral 1.4.4... se hará precisión sobre la utilización de esta temperatura

1.4.2.2 Compresibilidad

- Gas ideal

Por definición es un gas que consta de partículas materiales puntuales de masa finita, entre las cuales no existen fuerzas que actúan a distancia y cuando chocan, lo hacen siguiendo las leyes de colisiones de las esferas. Los gases suficientemente enrarecidos son los que más corresponden a las propiedades del gas ideal.

Los sistemas gaseosos ideales son aquellos regidos por generalizaciones basadas en la experiencia y en la actualidad, explicadas por la teoría cinética molecular. Un gas puede considerarse ideal a altas temperaturas y bajas presiones⁵

Un gas ideal o perfecto satisface la siguiente ecuación:

$$P \times v = n \times R \times T$$

Donde:

P= presión absoluta

v= volumen

n= número de moles

R= constante universal de los gases

T= temperatura absoluta

- Gas real

Aunque el cálculo de mediciones para gases monoatómicos puede ser realizado con la ecuación de gas ideal, en condiciones de presión baja y temperaturas altas, las mediciones de gas natural deben calcularse con la ecuación de gas real, que involucra los efectos de la compresibilidad, la variabilidad de los calores específicos, las fuerzas de Van der Waals, y desequilibrio.

La ecuación de gas real es la siguiente:

$$P \times v = Z \times n \times R \times T$$

Donde:

P= presión absoluta

v= volumen

Z= factor de compresibilidad

n= número de moles

R= constante universal de los gases

T= temperatura absoluta

- Consideraciones del factor de compresibilidad

El cálculo del factor de compresibilidad Z, deben calcularse con métodos normalizados que se basan en ecuaciones de estado que en sus inicios fueron desarrolladas por proyectos como el "PAR Research Project NX-19" que fue publicado en el "Manual for the determination of supercompressibility factors for natural gas" y conocido como AGA NX-19.

⁵ <http://www.fullquimica.com/2011/10/gas-ideal.html>

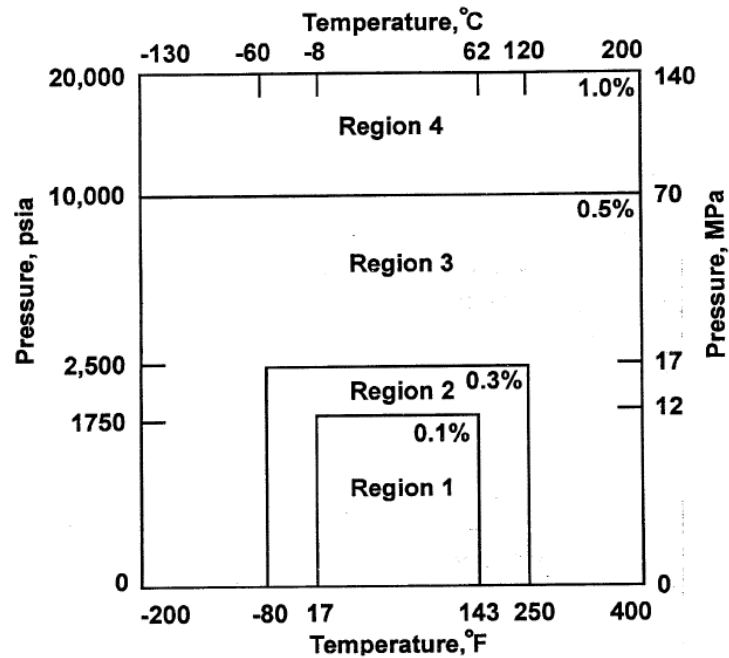
El factor calculado por AGA NX-19, era aplicable en presiones entre 0 – 5000 psig, temperaturas entre -40°F y 240°F, gravedades específicas entre 0.554 a 1.0, contenido de CO₂ de 0 a 15% molar y contenido de N₂ de 0 a 15% molar.

Estos cálculos se utilizaban para cálculos en sistema de medición con medidores de placa orificio, en medidores de desplazamiento positivo y turbina.

Posteriormente, con la necesidad de obtener cálculos más exactos con rangos extendidos de temperaturas, presiones y composición de gas, se desarrolló el reporte AGA No.8 que permite determinar los factores de compresibilidad, supercompresibilidad, y densidad del gas.

Como referencia...en la figura 3...se aprecia el comportamiento de la incertidumbre en el cálculo del factor de compresibilidad de acuerdo a la presión y temperatura de gas natural.

Figura 3. Incertidumbre de factores compresibilidad de gas natural mediante el método de caracterización detallada



Fuente: Figura 1, numeral 1.3.3, Factores de compresibilidad de gas natural y otros gases hidrocarburos relacionados. Reporte AGA 8 -92

El reporte AGA 8 proporciona dos métodos de ecuaciones de estado, detallado y grueso, que se diferencian por los parámetros de entrada necesarios para los cálculos.

El método detallado requiere la composición del gas natural que involucre inclusive, porcentajes molares de hexano e hidrocarburos más pesados mayores de 1%.

El método grueso permite con un conocimiento general del gas usando el poder calorífico y/o la densidad relativa, el cálculo del factor de compresibilidad para gases en la región 1, de la figura 3, y para gases naturales secos y dulces.

El método de caracterización grueso, se recomienda para temperaturas desde 32 °F hasta 130°F y presiones hasta 1200 psia.

Aunque la modificación al código de distribución mediante la resolución CREG 127 de 2013, no especifica el cálculo del factor de compresibilidad mediante el reporte AGA 8, si se recomienda su uso para calcular el factor de corrección que será explicado...en el numeral 1.4.4...Además, los datos obtenidos desde la cromatografía generada por equipos cromatógrafos mencionados más adelante, contribuyen al cálculo del factor de compresibilidad.

1.4.2.3 Densidad

Es la masa por unidad de volumen. Sin embargo, en medición de gas natural es utilizado el término densidad relativa o gravedad específica. Ésta corresponde, específicamente en gases, a una relación entre la densidad de un gas y la densidad del aire, ambas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

El cálculo de la densidad relativa ideal se puede expresar en función del peso molecular del gas y el aire

$$Gei = \frac{MW_{gas}}{MW_{aire}}$$

Donde:

Gei = densidad relativa o gravedad específica ideal

MW gas = peso molecular gas en estado gas ideal

MW aire = peso molecular aire en estado gas ideal

Los términos anteriores a las mismas condiciones de presión y temperatura.

Para convertir las densidades relativas a reales, esta debe corregirse usando el factor de compresibilidad del aire y gas con la siguiente expresión

$$Ger = \frac{Gei \times Zb_{aire}}{Zb_{gas}}$$

Donde:

Ger= densidad relativa o gravedad específica real

Gei = densidad relativa o gravedad específica ideal

Zb aire= Factor de compresibilidad del aire a condiciones base

Zb gas= Factor de compresibilidad del gas a condiciones base

Los términos anteriores a las mismas condiciones de presión y temperatura

En general los datos de densidad son entregados por valores arrojados por la cromatografía del gas natural que será explicado en el próximo numeral.

1.4.2.4 Poder calorífico superior

Es el calor desprendido por la combustión completa a presión constante, de un volumen de gas y toda el agua formada por la reacción de combustión se condensa (Lara, 2012)

Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$H = \sum x_i H_i = x_1 H_1 + x_2 H_2 + x_3 H_3 + x_4 H_4 \dots + x_n H_n$$

Donde:

H = poder calorífico superior ideal

x_i = fracción molar de cada componente

H_i = poder calorífico superior ideal para cada componente a condiciones de referencia

Para obtener el poder calorífico superior real, se divide el valor superior ideal por el factor de compresibilidad Z, a condiciones de referencia o base.

La medición del poder calorífico se puede realizar por dos métodos directo e indirecto.

Como ejemplo el método directo es el calorímetro que utiliza la oxidación completa del gas para determinar el contenido de energía.

Un ejemplo de método indirecto utiliza es el cromatógrafo que separa, identifica y cuantifica los componentes del gas natural.

A continuación se describe el funcionamiento de un cromatógrafo de común utilización en la industria del gas natural. Tomado de Manual de referencia del sistema, 2-3-9000-744, Rev F, Abril 2013, Rosemount, 700XA.

Un cromatógrafo en general contiene dos componentes principales: el analizador y la electrónica. Es posible que también exista un montaje opcional llamado sistema de acondicionamiento de la muestra.

Una muestra del gas a analizar se extrae del flujo de proceso con una sonda de muestreo instalada en la línea de proceso. La muestra pasa por una línea de muestreo hacia el sistema de acondicionamiento de la muestra, donde se filtra o se acondiciona. Después del acondicionamiento, la muestra fluye hacia el montaje del analizador para su separación y la detección de los componentes del gas.

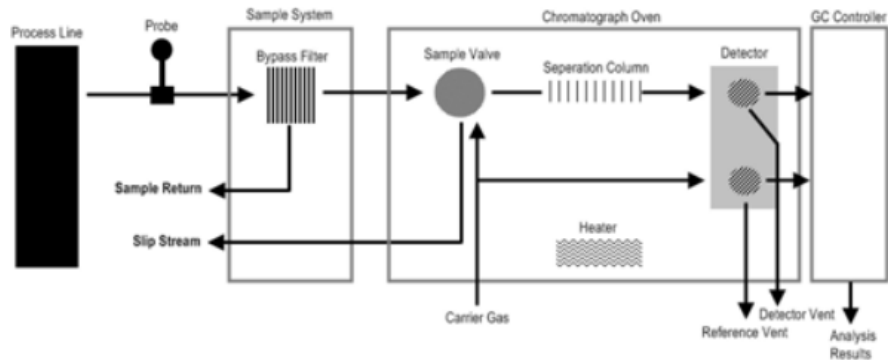
La separación cromatográfica del gas de muestra en sus componentes se logra de la siguiente manera. Un volumen preciso del gas de muestra se inyecta en una de las columnas analíticas. La columna contiene una fase fija (empaquetado) que es un soporte de sólido activo o de sólido inerte, que se recubre con una fase líquida (particionamiento de absorción).

El gas de muestra se mueve por la columna por medio de una fase móvil (gas portador). El retardo selectivo de los componentes se lleva a cabo en la columna y

causa que cada uno de los componentes se mueva por la columna a una velocidad diferente. Esto separa la muestra en sus gases y vapores constitutivos

Un detector ubicado en la salida de la columna analítica detecta la elución de los componentes de la columna y produce resultados eléctricos proporcionales a la concentración de cada componente.

Figura 4. Modelo de proceso cromatográfico del gas



Fuente: Figura 1.1, Manual de referencia del sistema, 2-3-9000-744, Rev F, Abril 2013, Rosemount, 700XA

1.4.3 Elementos terciarios

El dispositivo terciario es un equipo electrónico, programado para calcular correctamente el flujo dentro de límites especificados, estos equipos reciben información de los dispositivos primario, y secundarios.

Un equipo terciario puede ser un computador de flujo, un sistema SCADA, u otro dispositivo que almacene datos y calcule las cantidades del fluido.

Los cálculos son realizados por una serie de algoritmos asociados a las señales emitidas por los dispositivos primario, y secundarios que se convierten en entradas del equipo terciario.

La norma API MPMS 21.1, Medición de flujo de gas por sistemas electrónicos, describe las características básicas, los procedimientos y técnicas recomendadas, que debería poseer un medidor electrónico de flujo o caudal en gas para disminuir la incertidumbre al medir este tipo de magnitud.

1.4.4 Factor de corrección

Mediante el utilización del reporte AGA No. 7 de 2006, medición de gas mediante medidores de turbina, y los requerimientos de la resolución CREG 127 de 2013, se destaca que la medición de volumen obtenida por los dispositivos primarios de

carácter lineal debe ser corregida, utilizando las condiciones base en presión y temperatura adoptadas en la regulación del país, para establecer un valor estándar para todos los entes interesados.

El valor del volumen corregido está dado por la siguiente expresión derivada de la ley combinada de los gases:

$$V_c = (V_m) \left(\frac{P_m + P_{atm}}{P_b} \right) \left(\frac{T_b}{T_m} \right) \left(\frac{Z_b}{Z_m} \right)$$

Donde:

V_c = Volumen corregido

V_m = Volumen medido a condiciones de flujo

P_m = Presión estática manométrica

P_{atm} = Presión atmosférica

P_b = Presión Base (14,65 psia) para Colombia (RUT Reglamento único de transporte Res CREG 071 de 1999, Código de distribución Res CREG 127 de 2013)

T_b = Temperatura base (60 °F, 15,56°C) para Colombia (RUT Reglamento único de transporte Resolución CREG 071 de 1999, Código de distribución Resolución CREG 127 de 2013)

T_m = Temperatura absoluta del flujo medida en °K o °R

Z_m = Factor de Compresibilidad en condiciones de flujo

Z_b = Factor de Compresibilidad en condiciones base

El equipo electrónico o dispositivo terciario realiza mediante el algoritmo programado los cálculos de la expresión anterior para obtener el volumen real medido.

Como información relevante en las compañías distribuidoras, se toma el texto del artículo 13 de la resolución CREG 127 de 2013, que modifica el numeral 5.39 del código de distribución, resolución CREG 067 de 1995.

5.39 En caso de facturar el consumo de gas en volumen, éste debe expresarse en metros cúbicos a temperatura de 15,56°C (60°F), y a una presión atmosférica de 1,01008 bar (14,65 psia)

La corrección de volumen a estas condiciones estándar se determinará con la siguiente expresión:

$$V_c = V_m * K_P * K_T * F_{pv}$$

Donde:

V_c : volumen corregido
 V_m : volumen medido al Usuario
 K_p : factor de corrección por presión
 K_T : factor de corrección por temperatura
 F_{pv} : factor de corrección por compresibilidad

Para proceder al cálculo de los diferentes factores aplicables a la fórmula de Volumen Corregido V_c , se procederá de la siguiente manera:

a. Factor de corrección por presión K_p :

$$K_p = \frac{P_m + P_a}{P_e}$$

Donde:

P_m : presión manométrica en el medidor del Usuario
 P_a : presión atmosférica
 P_e : presión estándar, 1,01008 Bar (14,65 psia)

b. Presión manométrica en el medidor del Usuario P_m :

La presión manométrica, dependerá del tipo de Usuario (residencial, comercial, industrial), para residenciales estará entre un rango de 17,23mbar (0,25psi) a 41,36mbar (0,6psi); para los Usuarios comerciales e industriales la presión manométrica de operación la definirá el Distribuidor. Los distribuidores deberán garantizar los perfiles de presión referenciados.

c. Presión atmosférica P :

Se calcula con base con la presión atmosférica y la altura sobre el nivel del mar y a la temperatura del lugar mediante la siguiente ecuación

$$P = P_0 * e^{\frac{-g*x}{R*K}} [Pa]$$

Dónde:

[Pa] : Unidades de Pascales

P_0 : presión atmosférica a nivel del mar, 101325 Pa

g : Gravedad en la tierra, 9.81 m/s²

R: Constante específica para aire seco 287.058 J/kg K

X: Altura sobre el nivel del en (m) mar a la que se encuentra el domicilio del Usuario Se deben considerar los diferentes pisos térmicos para cada variación de 200 metros sobre el nivel del mar, en donde se tomará el menor valor entre el rango que se encuentre

K: temperatura ambiente promedio mensual en grados kelvin en donde $K= 273.15 + T_m$ del municipio donde se encuentra el domicilio del Usuario y conforme a su ciclo de facturación utilizando la siguiente formula:

$$T_m = \frac{\sum_{i=-1}^0 (ND_{n+i} \times t_{n+i})}{DF}$$

Donde:

T_m: Temperatura promedio del ciclo de facturación en grados centígrados del mes con mayor número de días del ciclo de facturación y corresponde a cada uno de los meses de enero a diciembre

ND_{n+i} Número de días del ciclo de facturación en el mes n+i

T_{n+i}: Temperatura del mes n+i del municipio donde se encuentra el domicilio del Usuario Para esto el Comercializador podrá utilizar el informe “Promedios Climáticos” reportado por el IDEAM y utilizará la medición que se asimile más a la localización del domicilio del Usuario, no obstante se deberá utilizar las temperaturas que puedan ser tomadas por equipos de medición de temperatura ambiente pertenecientes al distribuidor o comercializador

DF Número total de días del ciclo de facturación

n: Mes calendario de la toma de la lectura

Para esto el Comercializador deberá utilizar el informe del IDEAM “Promedios Climáticos”, y tomará la temperatura del rango allí dispuesto para efectos del cálculo del indicador móvil de pérdidas y utilizará la medición que se asimile más a la localización del domicilio del usuario No obstante el comercializador podrá utilizar las temperaturas que puedan ser tomadas de la información procesada y tomada por equipos de medición de temperatura ambiente certificados por la SIC o quien haga sus veces pertenecientes al distribuidor

d. Factor de corrección por temperatura K_t:

$$K_T = \frac{T_e + 273.15}{T_m + 273.15}$$

Donde:

T_e : temperatura estándar 15.56°C

T_m : Temperatura del mes de facturación m del municipio donde se encuentra el domicilio del Usuario y conforme a su ciclo de facturación

e. Factor de corrección por compresibilidad F_{pv} :

$$F_{pv} = \frac{Z_e}{Z_m}$$

Donde:

Z_e : factor de compresibilidad a condiciones estándar

Z_m : factor de compresibilidad a condiciones medidas

Este factor se considerará igual a 1 para presiones inferiores a 7 bares en el medidor del Usuario

PARÁGRAFO- El informe del IDEAM “Promedios Climáticos” se encuentra ingresando en la página web de dicha entidad y es responsabilidad del Comercializador la descarga de este archivo o de aquellos que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.

1.4.4.1 Factor de corrección por poder calorífico

Como aclaración a la metodología de cálculo del factor de corrección, es importante destacar que este cálculo ha evolucionado en la regulación colombiana desde 1995 con el código de distribución resolución CREG 067. Ésta contemplaba en el numeral 5.39, una corrección adicional por poder calorífico de acuerdo a un poder calorífico base de 1000 BTU/ PIES³ como sigue:

5.39. En caso de facturar el gas en volumen, este debe expresarse en metros cúbicos a temperatura de 15.56 grados centígrados, y a una presión atmosférica absoluta de 1.01325 Bar. En esta facturación se asume un gas de referencia con poder calórico de 37.253KJ/m³, (1000 BTU/pies 3) El cargo por metro cúbico consumido a facturar se determinará multiplicando el número de metros cúbicos de gas entregado por el poder calórico del gas entregado expresado en kJ dividido

por 37.253. Este procedimiento, no será de aplicación a los cargos fijos por factura.⁶

Posteriormente, en resolución CREG 008 de 2009, el mismo numeral 5.39 de resolución 067 de 1995, fue modificado para la presión base, conservando el factor de corrección por poder calorífico así:

ARTÍCULO 1o. Modifíquese el numeral 5.39 del Código de Distribución de Gas Combustible por Redes, el cual quedará así:

“5.39. En caso de facturar el gas en volumen, este debe expresarse en metros cúbicos estándar o normales a las condiciones de referencia o condiciones estándar de 15,56 °C (60 °F) y presión absoluta de 1,01008 Bar (14,65 psi absoluta). En esta facturación se asume un gas de referencia con poder calórico de 37.253 kJ/m³ (1000 BTU/pies³). El cargo por metro cúbico consumido a facturar se determinará multiplicando el número de metros cúbicos de gas entregado, referidos a condiciones estándar, por el poder calórico del gas entregado expresado en kJ/m³ dividido por 37.253 kJ/m³. Este procedimiento, no será de aplicación a los cargos fijos por factura.”⁷

Como se expuso, la regulación colombiana mediante la resolución CREG 127 de 2013, no incluye el factor de corrección por poder calorífico, relevante para el cálculo de pérdidas, y lo tiene en cuenta en el cargo por distribución en la resolución CREG 137 de 2013. El análisis está desarrollado...en el numeral 4.2.6... de este documento.

⁶ Resolución CREG 067 de 1995, numeral 5.39

⁷ Resolución CREG 008 de 2009

2. EVALUACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Para la evaluación de los equipos se incluye la identificación y la descripción de los mismos, que se realizará mediante un análisis de los requisitos generales del proceso de medición, acudiendo a elementos sugeridos por la norma ISO 10012-03, *Sistemas de gestión de la medición. Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición*, para luego describir los equipos de medición de volumen, incluyendo, instrumentos secundarios, como medidores de presión y temperatura, y terciarios como los instrumentos electrónicos de corrección de volumen o computadores de flujo.

Cuando el inventario sea terminado, se identifican todos los patrones requeridos para la calibración y verificación de los equipos e instrumentos instalados en el sistema de distribución, y los patrones se deben utilizar mediante subcontratación con terceros.

2.1 REQUISITOS GENERALES PARA EL PROCESO DE MEDICIÓN:

Siguiendo los parámetros de la norma ISO 10012-03, que define como directrices generales de un sistema de medición, teniendo en cuenta su numeral 4, requisitos generales, y la orientación incluida en este apartado⁸, la satisfacción de los requisitos metrológicos especificados.

La correcta identificación de estos requisitos permite impulsar el sistema de gestión de mediciones que se proponga, ya que la confirmación metrológica como la medición se basan en la comparación de los resultados bajo los correspondientes requisitos especificados.

Para ellos son indispensables los requisitos legales y reglamentarios así como los requisitos metrológicos del cliente RMC

Los requisitos metrológicos del cliente son aquellos requisitos de medición especificados por el cliente como pertinentes para el proceso de producción del propio cliente. Por lo tanto, dependen de las especificaciones para las variables por medir. Los RMC incluyen aquellos involucrados en la verificación del

⁸ 4. Requisitos generales, ISO 10012-03, Orientación: Los requisitos metrológicos especificados se derivan de los requisitos para el producto. Estos requisitos son necesarios tanto para el equipo de medición como para los procesos de medición. Los requisitos pueden estar expresados como un error máximo permitido, incertidumbre permitida, límites de medición, estabilidad, resolución, condiciones ambientales o habilidades del operador.

*cumplimiento del producto con las especificaciones del cliente, además de aquellos originados en el control del proceso de producción y sus entradas.*⁹

*Los requisitos metrológicos se deben determinar basándose en los requisitos del cliente, de la organización, y en los requisitos legales y reglamentarios.*¹⁰

Por tanto, la empresa distribuidora debe considerar, para la adecuada identificación de los requisitos metrológicos, aspectos como la exactitud y desviación que un cliente requeriría en su proceso productivo interno, o en su servicio de gas doméstico; y las exigencias en la tolerancia permitida por la regulación, en los aspectos legales, reglamentarios, y medio ambientales.

En la experiencia de empresas distribuidoras, se toma como referencia los requisitos legales de la regulación vigente basada en el código de distribución, resolución CREG 127 de 2013, y en solicitudes específicas de clientes, que requieran especificaciones más altas con incertidumbres, y tolerancias más bajas que las consideradas por el aspecto legal.

Figura 5. Requisitos de sistemas de medición

El distribuidor seleccionará los tipos y características del Sistema de medición correspondiente a las clases referenciadas en la tabla anexa. El Usuario No Regulado o Comercializador deberá proporcionar Sistemas de Medición que brinden registros precisos, conforme a lo establecido en la tabla que a continuación se presenta y que además deberán estar adecuados a los efectos de la facturación y efectuar la revisión y calibración de dichos equipos, conforme lo establezca el fabricante en certificado de conformidad de producto.

DESCRIPCION	CLASE A	CLASE B	CLASE C	CLASE D
Flujo Máximo Diseño Sistemas de Medición	>353 KPCH >9995,7 m3/h	< 353 > 35,3 KPCH < 9995,7 > 999,5 m3/h	< 35,3 > 10 KPCH < 999,5 > 283,16 m3/h	< 10 KPCH < 283,16 m3/h
Error máximo permisible de volumen	+/- 0,9 %	+/- 1,5 %	+/- 2%	+/- 3,0 %
Error máximo permisible de Energía	+/- 1,0 %	+/- 2,0 %	+/- 3,0 %	+/- 5 %

Los errores de la tabla anterior deberán ser cumplidos por el Sistema de Medición en su conjunto y adicionalmente, deberá cumplir en la materia con las disposiciones de la Superintendencia de Industria y Comercio.

Fuente: Resolución CREG 127-13, artículo 3

⁹ ISO 10012-03, Anexo A.2 Requisitos metrológicos del cliente

¹⁰ ISO 10012-03. Numeral 7.2.2 Diseño del proceso de medición

Adicionalmente, los requisitos legales tienen incluido para las empresas de servicios públicos, por la ley 872 de 2003, la obligación de certificarse ante un organismo acreditado, con la norma NTCGP1000-2009, Norma técnica de calidad en la gestión pública.

Este documento identifica el control de los equipos de seguimiento y de medición, como parte del sistema de gestión; razón que reitera la necesidad de establecer controles en equipos identificados y descritos, de acuerdo a su clase o rango de medición.

- **CONTROL DE LOS EQUIPOS DE SEGUIMIENTO Y DE MEDICIÓN**

La entidad debe determinar el seguimiento y la medición por realizar, y los equipos de seguimiento y medición necesarios para proporcionar la evidencia de la conformidad del producto y/o servicio con los requisitos determinados (véase numeral 7.2.1).

La entidad debe establecer procesos para asegurarse de que el seguimiento y medición pueden realizarse y de que se realizan de una manera coherente con los requisitos de seguimiento y medición.

Cuando sea necesario asegurarse de la validez de los resultados, el equipo de medición debe:

a) calibrarse y/o verificarse a intervalos especificados o antes de su utilización, comparado con patrones de medición trazables a patrones de medición internacionales o nacionales; cuando no existan tales patrones, debe registrarse la base utilizada para la calibración o la verificación; (véase el numeral 4.2.4)

b) ajustarse o reajustarse según sea necesario;

c) estar identificado para poder determinar el estado de calibración;

d) protegerse contra ajustes que pudieran invalidar el resultado de la medición;

e) protegerse contra los daños y el deterioro durante la manipulación, el mantenimiento y el almacenamiento.

Además, la entidad debe evaluar y registrar la validez de los resultados de las mediciones anteriores cuando se detecte que el equipo no está conforme con los requisitos. La entidad debe tomar las acciones apropiadas sobre el equipo y sobre cualquier producto y/o servicio afectado.

Deben mantenerse registros de los resultados de la calibración y la verificación (véase el numeral 4.2.4)

Debe confirmarse la capacidad de los programas informáticos para satisfacer su aplicación prevista cuando estos se utilicen en las actividades de seguimiento y medición de los requisitos especificados. Esto debe llevarse a cabo antes de iniciar su utilización y confirmarse nuevamente cuando sea necesario.¹¹

¹¹ GP1000-2009, NORMA TÉCNICA DE CALIDAD EN LA GESTIÓN PÚBLICA, Numeral 7.6 CONTROL DE LOS EQUIPOS DE SEGUIMIENTO Y DE MEDICIÓN

2.2 INVENTARIO DE EQUIPOS DE MEDICIÓN Y ESTRUCTURA METROLÓGICA

Los criterios básicos para seleccionar adecuadamente los equipos estarán enmarcados en los siguientes¹²:

- Los equipos que intervienen en el cumplimiento de los requisitos metrológicos explicados anteriormente, serán los apropiados para medir estos requisitos en la empresa distribuidora.
- Los patrones utilizados para las calibraciones de estos equipos.
- Equipos para hacer seguimiento y registrar magnitudes de influencia, y que afecten resultados de la confirmación metrológica y la medición.
- Software necesario para que la medición sea interpretada.

Significa que no todos los equipos de medición, que existen en una organización, necesariamente deben incluirse en un sistema de gestión de las mediciones; por tanto, se requiere un adecuado análisis, para que las empresas distribuidoras, centren esfuerzos y recursos en la mejora de la capacidad metrológica de equipos y procesos de medición, garantizando el cumplimiento de los requisitos metrológicos.

2.2.1 Identificación de los equipos de medición

Una vez seleccionados los equipos del sistema de gestión de medición, se puede implementar un inventario de equipos de medición. Con el propósito de mantener, gestionar e identificar de manera adecuada el inventario de equipos, se podrían considerar los siguientes aspectos:

2.2.1.1 Estructuración del inventario de equipos de medición

Se considera buena práctica que el inventario seleccionado esté estructurado por áreas metrológicas; hecho que facilitará el control de los equipos, las condiciones de almacenamiento, y codificación adecuada de cada equipo.

La codificación debe seguir la metodología que la empresa distribuidora establezca (por familia de equipos, número secuencial, por grupos de calibración, etc)

Es conveniente para el inventario que exista un diagrama de niveles y grupos de calibración que se configure.

¹² LA GESTION DE LOS PROCESOS METROLOGICOS, Jaime Beltrán Sanz, Numeral 6.3.3.A Selección de los equipos de medición sujetos al sistema de gestión de las mediciones

*Un diagrama de niveles es un gráfico en el que figura, agrupados y ordenados por niveles de calibración, todos los patrones, instrumentos y accesiones de medida de cada área metrológica de la organización, formando grupos de calibración.*¹³

Un grupo de calibración debe configurarse de acuerdo a que los equipos sean considerados de la misma familia metrológica. Para esta monografía, medidores de flujo o caudal, medidores de presión, medidores de temperatura, y cromatógrafos de gas. No obstante, se puede realizar una clasificación teniendo en cuenta, los mismos grupos de patrones para los equipos, o el cálculo de sus incertidumbres que usen las mismas ecuaciones de cálculo.

Usando la metodología propuesta, los grupos de calibración se representan mediante un rectángulo, donde se identifican las entradas o *grupos que lo calibran*, y salidas o *grupos que son calibrados por él*.

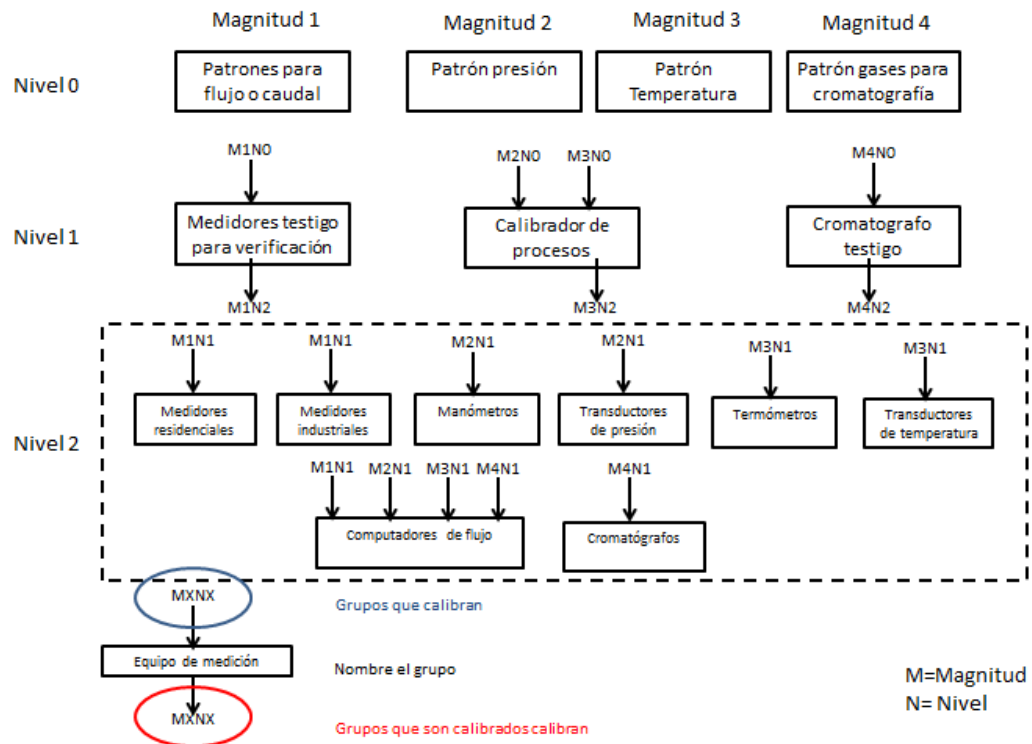
Esta organización por niveles de calibración, permite que los grupos de cada nivel, sean calibrados por grupos de niveles superiores. Es evidente que los grupos de nivel cero (0) considerados, son los patrones de más alta calidad metrológica disponibles.

Es importante destacar, que el nivel cero (0) de patrones, no tiene entradas solo salidas, y por tanto, estos instrumentos deben ser calibrados en laboratorios externos que demuestren trazabilidad.

A continuación se presenta un ejemplo básico de un esquema de niveles de calibración para medición de gas en empresas distribuidoras:

¹³ Carro, J, Trazabilidad, UPM, 2000

Figura 6. Diagrama de niveles de calibración

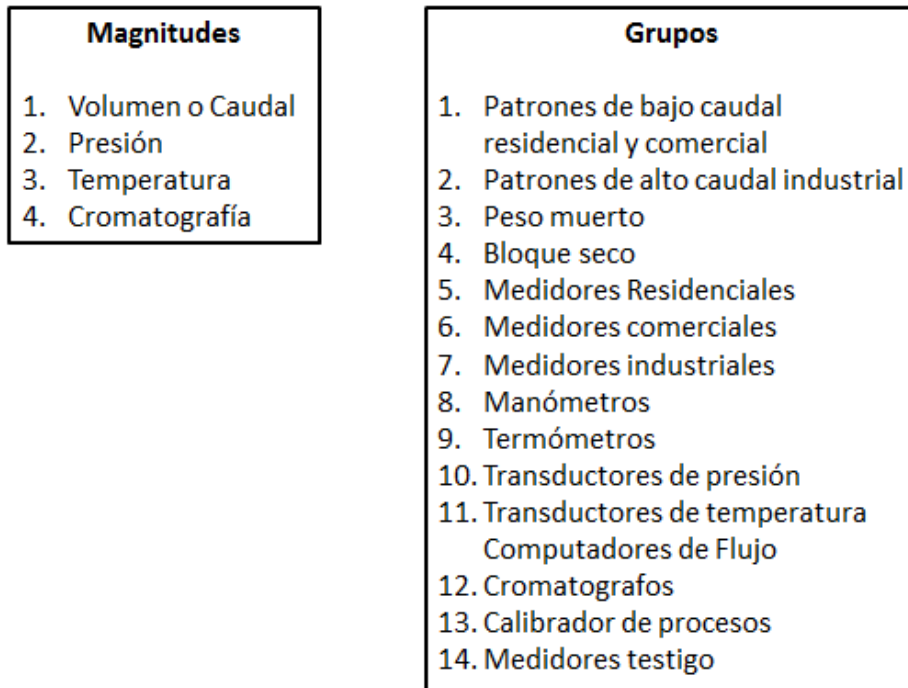


2.2.1.2 Codificación de los equipos de medición

A partir de la organización por niveles de calibración y la identificación de los grupos de equipos, puede considerarse la estructura metrológica, en la que, es indispensable establecer una identidad o cédula, para cada equipo de medición de gestión de mediciones, que en esta monografía, es la identificación única de los equipos de medición de flujo, y equipos secundarios y terciarios, pertenecientes al sistema de distribución.

Aunque la empresa debería establecer un sistema propio de codificación, ésta debe ser coherente para cada equipo. Entonces al menos es básico, tener en cuenta para la codificación, un identificador de la magnitud a la cual pertenece el equipo, otro para el grupo de calibración, y un número consecutivo.

Figura 7. Modelo básico de codificación de equipos de medición



Codificación propuesta

M2G8-02 Corresponde a un equipo de magnitud de presión, del grupo de manómetros y con el consecutivo #2

2.2.1.3 Control de documentos de los equipos de medición

Además de obtener equipos identificados y codificados, es aconsejable agrupar la información y documentación relativa a cada equipo de medición; que contenga, instrucciones del fabricante, procedimientos técnicos de calibración, registros de calibración y confirmación metrológica, procedimientos y mantenimiento.

Esta información puede estar incluida en carpetas exclusivas en formato físico o digital, manteniendo rigor en la trazabilidad documental de todos los registros, y utilizando la codificación de los equipos.

Adicionalmente, una ficha del equipo que resuma la información relevante del mismo, y que permita actualizar las actuaciones sobre el mismo de manera ordenada, es recomendable. Para facilitar la gestión del sistema de mediciones esta ficha debe estar en formato digital.

Figura 8. Modelo propuesto para ficha de equipos de medición

FICHA DEL EQUIPO	
<p>1. Identificación del instrumento Nombre del instrumento Marca/Modelo/<u>No.Serie</u> Codificación interna Ubicación habitual Fecha de aceptación/entrada</p> <p>2. Datos fijos Campo de medida División de escala Calidad/ Norma Características especiales Ref. instrucción calibración Ref. plan mantenimiento</p>	<p>3. Datos variables</p> <p><u>3.1 Resultados de las calibraciones</u> Fecha de calibración Intervalo de calibración No. Certificado/ informe de calibración Incertidumbre / Calidad Límites de uso Procesos de medición para los que está confirmado Observaciones</p> <p><u>3.2 Actuaciones de mantenimiento</u> Fecha de actuación Resultados de la actuación</p>

Fuente: LA GESTION DE LOS PROCESOS METROLOGICOS, Jaime Beltrán Sanz, Numeral 6.3.3.b.4 Control de documentación de los equipos de medición

Teniendo en cuenta los requisitos metrológicos especificados y desarrollados en todo el capítulo se propone el siguiente panorama de equipos de medición básicos, para incluir en el programa de aseguramiento metrológico.

Tabla 4. Listado de identificación de equipos de medición

Magnitud	Grupo de medición	Nivel de calibración Codificación	Denominación	Tipo de calibración		Unidad de medida	Rango de medición M ³ /H	
				Interna	Externa		Mínimo	Máximo
Flujo	Patrón flujos bajos	M1N0 M1G1-01	Medidor cámara húmeda		x	M3	0.016	6
Flujo	Patrón flujos altos	M1N0 M1G2-01	Prover o transfer		x	M3	20	250
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1 M1G14-01	medidor testigo G1.6	x		M3	0.016	25
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1 M1G14-02	medidor testigo G1.6	x		M3	0.016	25

Tabla 4. Listado de identificación de equipos de medición

Magnitud	Grupo de medición	Nivel de calibración Codificación	Denominación	Tipo de calibración		Unidad de medida	Rango de medición M ³ /H	
				Interna	Externa		Mínimo	Máximo
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1 M1G14-03	medidor testigo G1.6	x		M3	0.016	25
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1 M1G14-04	medidor testigo G2.5	x		M3H	0.025	4
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1 M1G14-05	medidor testigo G2.5	x		M3	0.025	4
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1 M1G14-06	medidor testigo G2.5	x		M3	0.025	4
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1 M1G14-07	medidor testigo G4	x		M3	0.040	6
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1 M1G14-08	medidor testigo G4	x		M3	0.040	6
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1 M1G14-09	medidor testigo G4	x		M3	0.040	6
Flujo	Medidores testigo verificación flujo alto	M1N1 M1G14-10	medidor testigo rotatorio G65	x		M3	0.650	100
Flujo	Medidores testigo verificación flujo alto	M1N1 M1G14-11	medidor testigo rotatorio G65	x		M3	0.650	100
Flujo	Medidores testigo verificación flujo alto	M1N1 M1G14-12	medidor testigo rotatorio G250	x		M3	25	250
Flujo	Medidores testigo verificación flujo alto	M1N1 M1G14-13	medidor testigo rotatorio G250	x		M3	25	250
Flujo	Medidores residenciales *	M1N2 M1G5-##		x		M3	0.016	6
Flujo	Medidores industriales	M1N2 M1G7-##		x		M3	0.5	250
Flujo	Medidores GNV	M1N2 M1G7-##		x		M3	0.5	250
Flujo	Medidores turbina **	M1N2 M1G7-##			x	M3	0.65	1000
Presión	Peso muerto	M2N0 M2G3-01	Peso muerto		x	PSIG	0	1000
Presión	Transmisor presión calibrador procesos	M2N1 M2G10-01	Transmisor de presión	x		PSIG	0	300
Presión	Transmisor presión calibrador procesos	M2N1 M2G10-02	Transmisor de presión	x		PSIG	0	600
Presión	Manómetros estaciones receptoras *	M2N2 M2G8-##		x		PSIG	0	300
Presión	Manómetros estaciones	M2N2 M2G8-##		x		PSIG	0	300

Tabla 4. Listado de identificación de equipos de medición

Magnitud	Grupo de medición	Nivel de calibración Codificación	Denominación	Tipo de calibración		Unidad de medida	Rango de medición M ³ /H	
				Interna	Externa		Mínimo	Máximo
	industriales *							
Presión	Manómetros estaciones operación en campo *	M2N2 M2G8-##		x		PSIG	0	300
Presión	Transmisores estaciones receptoras *	M2N2 M2G8-##		x		PSIG	0	300
Presión	Transmisores estaciones industriales *	M2N2 M2G10-##		x		PSIG	0	300
Presión	Transmisores computadores de flujo *	M2N2 M2G10-##		x		PSIG	0	300
Temperatura	Bloque seco	M3N0 M3G4-01	Bloque seco		x	°C	-10	200
Temperatura	Transmisor temperatura calibrador procesos	M3N1 M3G11-01	Transmisor de temperatura	x		°C	-10	150
Temperatura	Transmisor temperatura calibrador procesos	M3N1 M3G11-02	Transmisor de temperatura	x		°C	-10	150
Temperatura	Transmisores estaciones receptoras *	M3N2 M3G11-##		x		°C	-10	100
Temperatura	Transmisores estaciones industriales *	M3N2 M3G11-##		x		°C	-10	100
Temperatura	Transmisores computadores de flujo *	M3N2 M3G11-##		x		°C	-10	100

* Podrán codificarse los equipos de medición de nivel 2 para incluirlos en la base de datos

** Podrán presentarse equipos que no se cubran en los rangos contemplados por los patrones internos que deben ser calibrados por laboratorios acreditados con ISO 17025

3. CONFIRMACIÓN METROLÓGICA

Una vez identificados los equipos más relevantes del sistema de objeto del aseguramiento metrológico de la empresa distribuidora de gas natural, es importante determinar ahora un procedimiento de confirmación metrológica.

La confirmación metrológica no es solamente la calibración del equipo de medición, ésta contempla, el aseguramiento mediante la verificación, el análisis de resultados, y las decisiones y acciones de mejora, que permitan el aseguramiento mencionado.

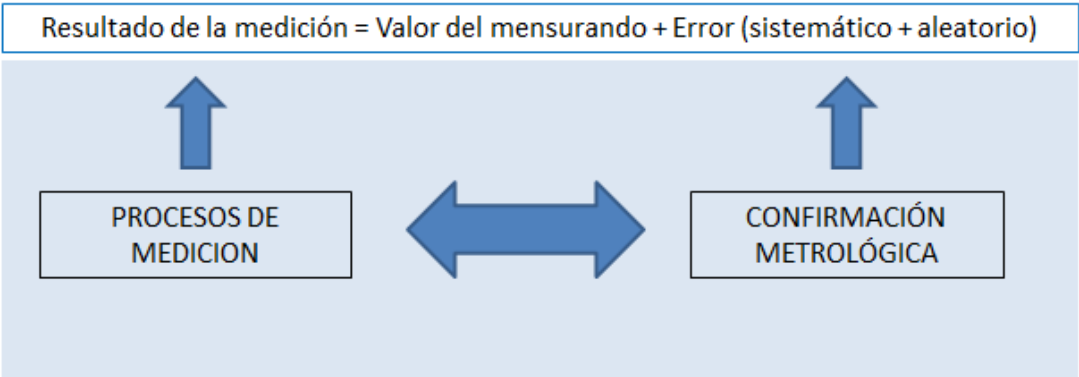
Bajo la perspectiva anterior, la gestión de procesos metrológicos, no solo debe disponer de equipos de medición adecuados y compatibles con las necesidades metrológicas, como fue definido en el capítulo dos (2); sino que estos procesos sean diseñados, planificados, y operados controladamente, con resultados fiables, garantizando su trazabilidad.

Adicionalmente, para asegurar la coherencia entre los procesos de medición incluyendo los equipos, con los requisitos metrológicos especificados, es necesario evaluar la incertidumbre de la medida, proceso en el cual se relaciona la confirmación metrológica y el proceso de medición.

En general, la confirmación metrológica busca obtener resultados fiables del mensurando¹⁴, u objeto de la medición, adecuados a los requisitos metrológicos del cliente, que incluyen encontrar un error de la medición con tolerancias compatibles.

¹⁴ Mensurando es la magnitud particular sometida a medición (VIM:1993).

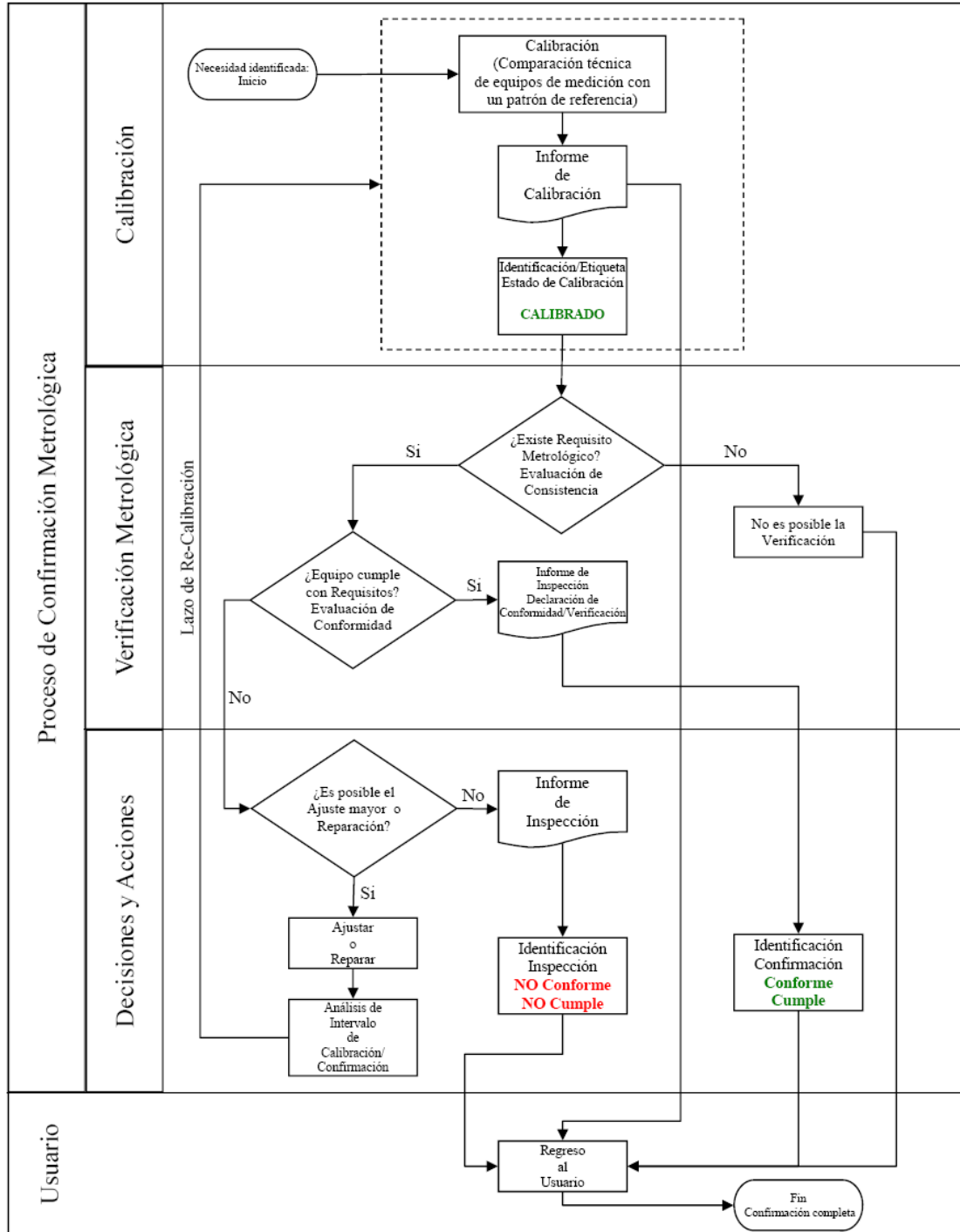
Figura 9. Procesos metroológicos operativos



Fuente: LA GESTIÓN DE LOS PROCESOS METROLOGICOS, Jaime Beltrán Sanz, Numeral 6.4 Confirmación metroológica y realización de los procesos de medición.

3.1 PROCEDIMIENTO DE CONFIRMACIÓN METROLÓGICA

Figura 10. Diagrama del proceso de confirmación metrológica del equipo de medición



Fuente: ISO 10012-03, Figura 2. Adaptación Guía metas proceso de confirmación metrológica industrial, Año 03, #04, Abril 2004.

Considerando el diagrama de procedimiento propuesto por ISO 10012-03, se replica a continuación para una empresa de distribución de gas natural. Es indispensable tener en cuenta, los registros generados dentro de la confirmación metrológica, que constituyen la evidencia de la implantación de esta confirmación, y son necesarios para demostrar la trazabilidad en posteriores mediciones; por tanto, se requiere mayor control y tiempo de retención de estos registros

3.1.1 Calibración

Definido por la Vocabulario Internacional de Metrología- Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM) como:

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.

No obstante, la calibración debe ser expresada en términos que permitan el proceso de verificación, y la comparación con los requisitos metrológicos del cliente, que están expresados en tolerancias o valores límite. Para esto se utiliza un parámetro reconocido internacionalmente, que es la incertidumbre de la medición. Este parámetro incluye no solo los resultados de la calibración, sino también las variaciones de las condiciones de referencia del proceso de medición.

Por tanto, las calibraciones que sean realizadas el proceso interno de aseguramiento metrológico, así como las calibraciones subcontratadas deben incluir la incertidumbre en la medición, para determinar la dispersión de los valores atribuibles a la precisión de la medida, cuando se reiteran mediciones en condiciones estipuladas sobre el mismo mensurando.

El registro, certificado o informe de calibración, sugerido por la ISO 10012-03, debe incluirse para asegurar la trazabilidad del equipo o instrumento, y debe ser identificado de acuerdo al capítulo 2. Además, se debería incluir la siguiente información que debe ser almacenada de manera apropiada, ya sea digital o físicamente

- Fecha de emisión
- Instrumento o equipo
- Magnitud
- Grupo de equipo
- Nivel de calibración
- Fabricante
- Modelo
- Número de serie
- Solicitante
- Descripción del procedimiento de calibración específico
 - Fecha de recepción
 - Fecha de realización
- Metodología cálculo de la incertidumbre
- Patrones utilizados
- Resultados obtenidos
 - Cada punto de calibración dentro del rango debería incluir:
 - Corrección ¹⁵
 - Incertidumbre ¹⁶

3.1.2 Verificación

Como se aprecia en la figura 10, la verificación metrológica busca hacer una comparación de resultados de calibración, contra los requisitos metrológicos del cliente, para determinar la coherencia del proceso de medición, y confirmar el equipo para el uso previsto. Adicionalmente, la definición de las normas ISO 10012-03 y NTCGP 1000-09, describen la verificación como un proceso de decisión, complementario y secuencial al de la calibración.

La definición por el VIM es:

Aportación de evidencia objetiva de que un elemento satisface los requisitos especificados.

¹⁵ Corrección: Compensación de un efecto sistemático estimado

¹⁶ Incertidumbre: Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza

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.

Luego de validar los requisitos metrológicos del cliente, para nuestro caso, por ejemplo, $\pm 2\%$ de error máximo permisible en volumen en sistemas de medición Clase C¹⁷; comparado con un equipo en condición de calibrado incluida su incertidumbre, se podrían obtener dos resultados:

El primero al encontrarse dentro de los requisitos, lo identificaría como equipo confirmado para dicho proceso de medición. El segundo al no cumplir los requisitos, no es confirmado para este proceso de medición, para estos casos el equipo debe ser sustituido, ajustado o reparado.

Sin embargo, en el segundo caso puede ser posible que el equipo si pueda cumplir en otro tipo de proceso de medición con otros requisitos especificados, asegurándose que para un proceso de facturación de un sistema de distribución de gas natural, no estaría incluido. El equipo del ejemplo podría ser utilizado para un proceso industrial interno que implique facturación.

Como la verificación requiere una destreza adicional por el personal que analizará la situación, y es necesario que posea las competencias para esta función metrológica, en ocasiones debe ser externa como parte del aseguramiento. A

¹⁷ Ver Figura 5

continuación se describen dos ejemplos de verificaciones para tomar decisiones y acciones, sugeridas en la ISO 10012-03¹⁸

3.1.2.1 Relación eficaz entre tolerancias e incertidumbres:

Siguiendo el ejemplo del sistema de medición Clase C, con requisito metrológicos de $\pm 2\%$ de error máximo permisible en volumen¹⁹ (tolerancia), encontramos que el sistema tuvo en punto de medición los siguientes datos derivados de su calibración:

Punto medición	Flujo	Incertidumbre
Punto 5	1.0 m ³ /h	± 0.007

Según recomendaciones recogidas de la ISO 10012-1992, se puede emplear la siguiente relación entre la tolerancia y la incertidumbre, para verificar el sistema de medición

$$3 \leq \frac{T}{2U} \leq 10$$

Donde T= tolerancia (0.04)
U= Incertidumbre

El resultado de la relación T/2U para el ejemplo es: 2.857

La recomendación aproximada considera una relación comprendida entre 3 y 10. Para valores superiores a 10 los costos metrológicos serían muy altos frente a su beneficio, mientras valores menores a 3, podrían representar rechazos en equipos de medición.

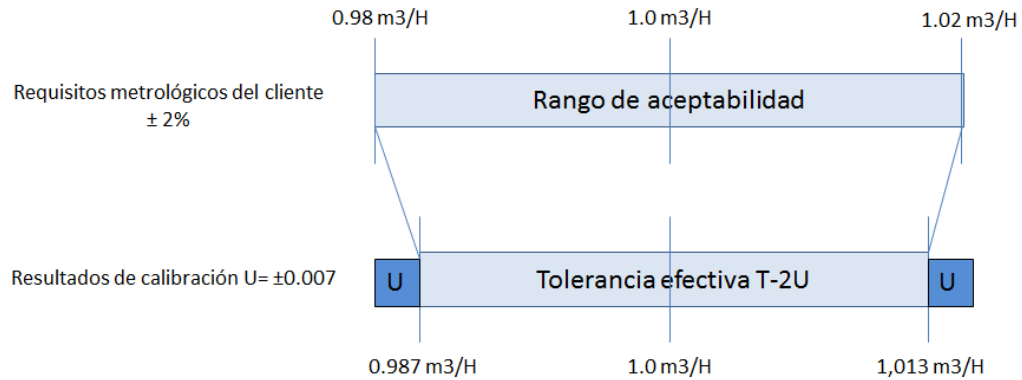
Como se nota en esta aproximación el equipo podría ser NO conforme para es el proceso de medición en un sistema de distribución de gas natural; sin embargo, no es el único análisis para tomar una decisión negativa de este equipo.

Esto significa que los intervalos de aceptabilidad deben ser vigilados como en la figura 11 con detalle, para evitar que algunos equipos sean declarados como conformes o NO conformes, y es evidente que cuanto menor sea la incertidumbre mayor será el rango de aceptabilidad o tolerancia efectiva, que como consecuencia, generará más equipos conformes en el proceso de medición.

¹⁸ Ver Figura 10

¹⁹ Ver Figura 5

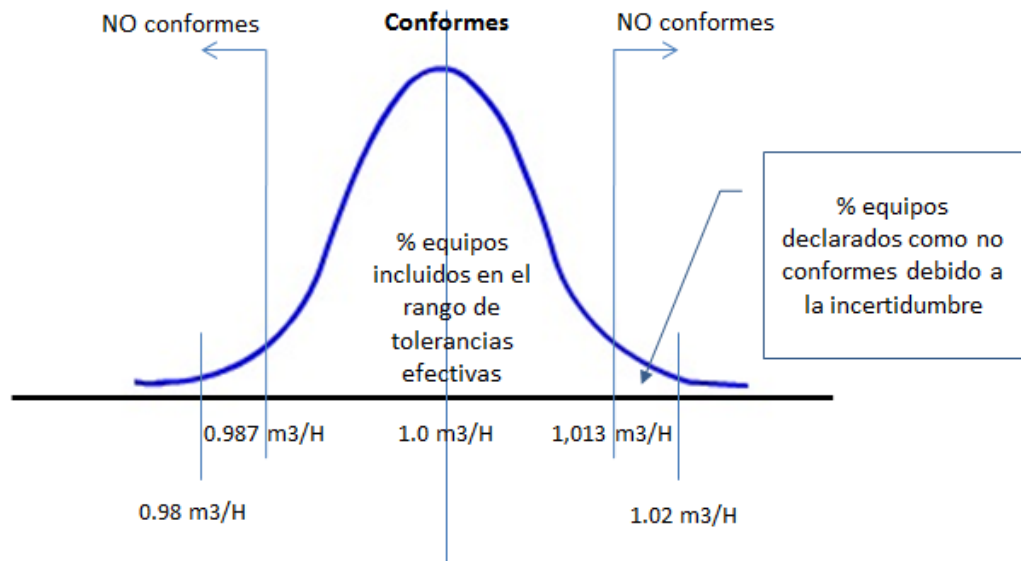
Figura 11. Rangos de aceptabilidad y tolerancia



3.1.2.2 Relación eficiente entre tolerancias e incertidumbres

Se realiza mediante la representación de tolerancias como límites que acotan la función de distribución normal, en la que se existe una zona con probabilidad determinada que corresponde a equipos de medición conformes, y otra determinada por la incertidumbre que identifica los equipos NO conformes.

Figura 12. Distribución normal para verificación de equipos



Con la distribución normal es posible calcular la cantidad de equipos que están en la zona debida a la incertidumbre del equipo como sigue:

Al tomar como referencia un requisito metrológico $\pm 2\%$, y asumiendo que cubre aproximadamente el 95% ($k=2$), la desviación estándar sería $\sigma=0.010$, podemos calcular la zona de incertidumbre

$$P(\text{Incertidumbre}) = 2 \cdot \left\{ \left[1 - P \left(Z < \left(\frac{1.013 - 1}{0.010} \right) \right) \right] - \left[1 - P \left(Z < \left(\frac{1.02 - 1}{0.010} \right) \right) \right] \right\}$$

$$P(\text{Incertidumbre}) = 2 \cdot \{ [1 - P(Z < 1.3)] - [1 - P(Z < 2)] \}$$

(Valores 1.3 y 2), se busca la probabilidad de cada valor en la tabla de distribución normal

$$P(\text{Incertidumbre}) = 2 \cdot \{ [1 - 0.90320] - [1 - 0.97725] \}$$

(Valores 0.90320 y 0.97725), son la probabilidad de la tabla de distribución normal

$$P(\text{Incertidumbre}) = 0.1481$$

Esto significa que 15 equipos de cada 100, evaluados como un lote representativo pueden ser equipos NO conformes, pero podrían ser determinados como conformes.

Además, resultados como éstos, permiten tomar decisiones a la empresa distribuidora, con respecto a si ésta asumiría como pérdidas el volumen dejado de facturar por los equipos de medición mencionados.

3.1.2.3 Resultado de la verificación

En caso de ser confirmado para el proceso de medición el equipo debe identificarse de forma adecuada en relación a su estado de confirmación y su vinculación al proceso de medición correspondiente, con las consideraciones de rango de tolerancias efectivo.

El propósito de identificar el equipo de medición consiste en que el cliente visualice el estado de confirmación del mismo, para evitar uso mal intencionado. Cuando sea posible es apropiado identificar físicamente el equipo para facilitar su control en campo.

Para el caso que no sea posible la confirmación del equipo en el proceso de medición, las decisiones sobre reparaciones, mantenimiento correctivo, o suspender su utilización, deben ser analizadas ya que podrían haber sido instrumentos o equipo confirmados una o dos veces.

4. PROGRAMA DE VERIFICACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

En el capítulo anterior mencionamos, que es de vital importancia encontrar la verificación de los equipos de medición, ya que requiere un conocimiento más profundo de las tolerancias derivadas de los requisitos metrológicos del cliente, frente a las características del equipo de medición que incluyen su incertidumbre, y para buscar el aseguramiento metrológico se proponen los periodos o intervalos de verificación más adecuados para nuestro caso.

4.1 INTERVALOS DE VERIFICACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Continuando con las recomendaciones de la ISO 10012-03, *Sistemas de gestión de la medición. Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición*, se propondrá un programa que incluya los posibles intervalos de verificación, para el cumplimiento de los requisitos metrológicos especificados.

El numeral 7.1.2. Intervalos de confirmación metrológica, permiten incluir el análisis interno de cada empresa distribuidora, de acuerdo a datos históricos de calibración y confirmación metrológica; así como avances en el conocimiento y tecnología, que pueden considerarse para determinar los intervalos de verificación y confirmación metrológica.

Los métodos utilizados para determinar o modificar los intervalos de confirmación metrológica deben ser descritos en procedimientos documentados. Los intervalos de confirmación metrológica deben revisarse y ajustarse cuando sea necesario para asegurar el cumplimiento continuo de los requisitos metrológicos especificados²⁰

La norma OIML D10-07, Guía para la determinación de intervalos de calibración de instrumentos de medición, permite considerar una metodología para establecer la periodicidad de la verificación de cada equipo de medición.

Para la definición del primer intervalo de verificación, se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:²¹

- *Tipo de equipo*
- *Recomendación del fabricante*
- *Tendencia de datos obtenidos de registros de calibración previos*
- *Registros históricos de mantenimiento y servicio*
- *Extensión y severidad de uso*
- *Tendencia al desgaste y deriva*

²⁰ ISO 10012-03, Numeral 7.1.2 Intervalos de confirmación metrológica.

²¹ OIML D10-07, Numeral 2, Decisión inicial de los intervalos de calibración

- *Frecuencia de revisiones cruzadas con otros patrones de referencia*
- *Frecuencia y calidad de calibraciones y verificaciones internas*
- *Condiciones ambientales (temperatura, humedad, vibraciones, etc)*
- *Exactitud requerida de la medición*
- *Costo de la calibración*

Una vez se haya iniciado el intervalo de verificación, se deben tener en cuenta algunas desviaciones provenientes de la optimización del balance de riesgos y costos, y probablemente se encontrará que los intervalos seleccionados inicialmente no dan los resultados óptimos deseados debido a:²²

- *Los instrumentos pueden ser menos fiables de lo esperado*
- *El uso puede no ser como se preveía*
- *Puede ser suficiente llevar a cabo la calibración de ciertos instrumentos en lugar de un calibración completa del sistema de medición*
- *La desviación determinada por la recalibración de los instrumentos, puede mostrar que la calibración a intervalos más largos puede ser posible, sin que los riesgos sean más altos*

Una variedad de métodos están disponibles para la revisión de los intervalos de calibración, como sigue:

- *Método 1. Ajuste automático, método escalera (tiempo – calendario): Se basa en que cada vez que un instrumento es calibrado bajo una rutina establecida, el siguiente intervalo de calibración es extendido, si el error máximo permisible está dentro del 80% (por ejemplo)*
- *Método 2. Carta de control: Es una de las herramientas más importantes del control de calidad estadístico. Puntos de calibración significativos son escogidos y sus resultados son trazados en una gráfica vs tiempo. Desde estos gráficos, la dispersión de resultados y la deriva son calculados. Con estas cartas de control se calcula el intervalo óptimo.*
- *Método 3. Tiempo efectivo de uso: En este método el intervalo de calibración es expresado en horas de uso en cambio de meses El instrumento es instalado con un indicador de tiempo continuo, y es devuelto a calibración cuando el valor de tiempo establecido sea alcanzado.*
- *Método 4. Verificación en servicio: Es método es una variación del número 1 y 2. En él los parámetros críticos se verifican continuamente por medio de patrones portátiles. Si el equipo se encuentra por fuera del error máximo permisible, se retira de operación y se envía a calibración.*
- *Método 5. Otras aproximaciones estadísticas.*

²² OIML D10-07, Numeral 3, Métodos de revisión de los intervalos de calibración

También se resalta en la recomendación OIML D10-07, que ningún método propuesto, es ideal para toda la gama de instrumentos encontrados. Además, los métodos podrían estar afectados por las condiciones de los laboratorios, y su mantenimiento, que finalmente afectarán los registros de calibración y verificación.

Algunas otras publicaciones, que se basan en el historial de calibración, proponen por ejemplo:²³

- *Si al cabo de tres calibraciones sucesivas la deriva ha sido pequeña, de tal forma que se siguen cumpliendo los criterios de confirmación metrológica, el intervalo de calibración se puede incrementar.*
- *Si existen dos calibraciones sucesivas, o dos de cada cinco, en las que el equipo ha derivado sensiblemente e incluso obtiene valores fuera los criterios de la confirmación metrológica, debe reducirse el intervalo de calibración.*

4.2 IDENTIFICACIÓN DE INTERVALOS DE VERIFICACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Luego de analizar las recomendaciones de OIML D10-07, e ISO 10012-03, principalmente. Se propone establecer un programa de verificación por grupos de equipos de medición, y de acuerdo al impacto del consumo por equipo analizado, en una empresa distribuidora de gas natural, se deberían contemplar intervalos de verificación más cortos en usuarios industriales NO regulados, con sistemas de medición con instrumentos secundarios y terciarios.

4.2.1 Patrones de flujo

Los patrones de flujo deberían ser verificados cada 3 meses, mediante medidores testigo calibrados, y calibrados al menos una vez al año, por laboratorios externos acreditados como se observa en la tabla 4.

La decisión de cambiar la periodicidad de calibración de estos patrones podrá obedecer, inicialmente, al método 1 o 2, de la OIML D10-07.

4.2.2 Instrumentos secundarios

Para la verificación de instrumentos secundarios, instalados en sistemas de medición para clientes NO regulados, estaciones de GNV y estaciones receptoras del sistema de distribución, se propone realizar una calibración cada 6 meses

²³ LA GESTION DE LOS PROCESOS METROLOGICOS, Jaime Beltrán Sanz, Numeral 6.4.1.4 Intervalos de calibración/ confirmación metrológica.

frente al calibrador de procesos, y utilizando el método 1, para el nuevo intervalo de calibración en caso de presentarse.

4.2.3 Instrumentos terciarios o computadores de flujo:

Para estos equipos, se propone una verificación cada año, en el caso que el medidor primario no posea odómetro o contador mecánico. Si éste incluye medidor mecánico se puede realizar un chequeo periódico mensual, de la diferencia de lecturas corregidas, versus el volumen corregido del instrumento terciario en el mismo periodo, este cálculo permitirá alargar los intervalos de verificación, utilizando cualquiera de los métodos propuestos por OIML D10-07.

4.2.4 Medidores industriales, y estaciones de GNV

El siguiente ejemplo pretende analizar; basado en el volumen promedio de consumo mensual, el primer intervalo de verificación de equipos de medición primario para 153 clientes industriales, presentes en una empresa distribuidora.

Tabla 5. Clasificación de clientes industriales en una empresa distribuidora

Tipo de cliente	Cantidad clientes	Promedio M3/ MES	% participación en volumen por tipo de cliente	Volumen / cliente
Gas natural vehicular	44	5,304,649	49.2%	120,560
Industrial NO regulado	14	4,445,156	40.8%	317,511
Industrial regulado	95	1,086,654	10.0%	11,438
Totales	153	10,836,459	100.0	449,510

Puede ser buena práctica determinar el intervalo inicial, teniendo en cuenta la cantidad de clientes por tipo. Como se aprecia el 40.8% del volumen total de los grandes consumidores, está concentrado en 14 clientes que consumen 317511 m3 promedio mes, y el 49.2% del volumen es medido en las estaciones de gas natural vehicular, con un promedio de 120560 m3 prom/mes.

Es claro entonces, que una periodicidad anual de verificación para el 90% del volumen del mercado industrial, podría ser un buen intervalo de inicio para el medidor primario, ya que como se mencionó antes, los instrumentos secundarios y terciarios asociados, tienen sus intervalos propios de verificación.

Los análisis posteriores a la puesta en marcha de estos equipos, de acuerdo a variaciones de consumo o mejoras tecnológicas, permitirán utilizar cualquiera de los métodos sugeridos por la OIML D10-07.

4.2.5 Medidores de clientes regulados, comerciales, y residenciales

El caso de los medidores de flujo para servicio residencial, comercial e industrial regulado, se puede utilizar la OIML TC 3/SC-05. Vigilancia de medidores en servicio basado en muestreo e inspecciones

4.2.5.1 Metodología de verificación sugerida de acuerdo a OIML TC 3/SC-05

La práctica de este procedimiento permite, mediante métodos estadísticos evaluar con respecto a períodos de validez inicialmente establecidos nuevos periodos de calibración basados en inspecciones.

Por ejemplo, muestras representativas de equipos de medición, que sean homogéneos respecto a factores que afectan la exactitud en la medición, pueden inspeccionarse y compararse con criterios probabilísticos; para determinar si se permite la extensión, o disminución de los periodos de verificación. Esto podría bajar los altos costos causados por cambio, o calibración prematura de equipos de medición

- Criterios para la delimitación del lote de elementos o equipos
- Como se mencionó antes, los lotes de inspección deben tener las mismas características de acuerdo fabricante (incluye otros fabricantes con licencias para producir exactamente los mismos medidores), tipo de modelo o medidor, o clase de exactitud
- Una vez determinado el lote se deben mantener continuas verificaciones basadas en inspecciones. El mismo medidor o elemento debe pertenecer a un solo lote de inspección.
- Aplicación de muestreo por inspección
- Se debe reconocer el equipo por tipo, fabricante, número de aprobación, fecha o fechas de verificación o calibración
- El tamaño del lote
- Propietario del equipo de medición (si no es la empresa distribuidora)
- Fecha de posible retiro para aplicar la inspección
- Muestreo escogido

- Selección y tratamiento de muestra

- Fecha de retiro de los equipos de la infraestructura y fecha de envío al sitio de inspección, o el periodo comprendido entre las dos operaciones.

- Medidas de control para evitar intervenciones en la muestra durante el periodo entre el retiro, y la entrega al sitio de inspección.
- Dependiendo del tamaño del lote utilizar las siguientes tablas, para el tamaño de muestra y cantidad de equipos de respaldo.

Figura 13. – Inspección simple para medidores eléctricos, de gas y agua

Single sampling inspection for electricity meters, gas meters and water meters

No.	Lot size	Sample size	Number of non-conforming meters		Spare meters acc. to 8.3
			Criterion for acceptance of lot (c)	Criterion for rejection of lot (d)	
1.1	up to 1200	50	1	2	10
1.2	1201 to 3200	80	3	4	16
1.3	3201 to 10000	125	5	6	25
1.4	10001 to 35000	200	10	11	40

Fuente: OIML TC 3/SC 4 Surveillance of utility meters in service on the basis of sampling Inspections

- Realizar la marcación a los equipos de la muestra
- Para medidores de gas se debe realizar la inspección en el mes siguiente al retiro
- Realización de la inspección / calibración de acuerdo a la metodología adecuada
- Métodos de muestreo
- Las muestras deben escogerse de acuerdo a las tablas del párrafo anterior.
- No es permitido cambiar la muestra escogida originalmente por otra, una vez iniciado el proceso de retiro. Con excepción de órdenes de carácter regulatorio.

Resultados de la inspección

- Todos los resultados deben ser registrados con el fin de ser verificados posteriormente.
- El lote es aceptado si los requisitos especificados para la muestra son correctos, y una posible re-verificación no tenga objeción.
- Si el lote es rechazado, todos los equipos del lote deben ser puestos fuera de servicio, antes de que la próxima verificación haya expirado.
- Si el lote es aceptado, el periodo de validez de la verificación es extendido en un 50% del periodo inicial de calibración determinado de acuerdo a la

regulación nacional, o los criterios técnicos aceptado por la empresa distribuidora.

- La extensión del periodo válido de verificación, inicia el mes siguiente al mes en que la calibración fue realizada.
- Se realizan los reportes pertinentes y se informa a las áreas requeridas de la empresa distribuidora de gas natural.

4.2.6 Poder calorífico - cromatografía

El contenido energético contenido en el volumen medido por un sistema de medición es de primordial importancia, ya que las compras en las fuentes de producción se realizan en energía; y por tanto, las ventas a usuarios del servicio de gas natural domiciliario, se realizan de teniendo en cuenta el contenido energético del combustible.

Lo anterior queda confirmado en el modelo de tarifas de la resolución CREG 137 de 2013, en los componentes de distribución de la tarifa como se muestra a continuación.

En el capítulo II, Fórmula tarifaria aplicable a los usuarios regulados del servicio público de gas combustible por redes de tubería, Artículo 4: ²⁴

Las Fórmulas Tarifarias Generales aplicables a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería, serán las siguientes:

Cargo variable:

$$CUv_{m,i,j} = \frac{G_{m,i,j} + T_{m,i,j}}{1 - \rho} + \left(D_{m,i,j} \times f_{pc_{m,i,j}} \right) + Cv_{m,i,j} + Cc_{m,i,j}$$

Cargo fijo:

$$Cuf_{m,i,j} = Cf_{m,i,j}$$

Donde:

CUv_{m,i,j} Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Combustible por redes de tubería expresado en (\$/m³), aplicable en el mes m a los usuarios del Mercado Relevante de Comercialización i y atendidos por el comercializador j.

²⁴ Fórmula tarifaria aplicable a los usuarios regulados del servicio público de gas combustible por redes de tubería, Artículo 4, Resolución CREG 137 de 2013.

$C_{uf_{m,i,j}}$	Componente fijo del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Combustible por Redes de Tubería expresado en (\$/factura) aplicable en el mes m a los usuarios del Mercado Relevante de Comercialización i y atendidos por el comercializador j .
m	Mes de prestación del servicio.
I	Mercado Relevante de Comercialización.
j	Comercializador
$G_{m,i,j}$	Costo Promedio Unitario en (\$/m ³) correspondiente a las compras de Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón y/o GLP por redes y/o aire propanado, destinado a usuarios regulados, aplicable en el mes m , en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j . Este costo se determina conforme se establece en el Capítulo III de la presente Resolución.
$T_{m,i,j}$	Costo unitario en (\$/m ³) correspondiente al transporte de gas combustible, destinado a usuarios regulados aplicable en el mes m , en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j , calculado conforme se establece en el Capítulo IV de esta Resolución. Incluye los costos de transporte por gasoducto ($T_{m,i,j}$), y/o transporte terrestre de gas combustible ($TV_{m,i,j}$) y/o compresión ($P_{m,i,j}$) de Gas Natural Comprimido (GNC).
$D_{m,i,j}$	Costo expresado en (\$/m ³) por uso del Sistema de Distribución de gas combustible destinado a usuarios regulados, aplicable en el mes m , en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j . No incluye la conexión al usuario final.
$f_{PC_{m,i,j}}$	Factor multiplicador de poder calorífico aplicable al componente del costo de distribución el mes m , en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j . Este se determina como se establece en el párrafo del ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. de esta resolución.

$Cv_{m,i,j}$	Componente variable del costo de comercialización expresado en (\$/m ³) del gas combustible por redes de tubería destinado a usuarios regulados aplicable en el mes m , en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j .
$Cc_{m,i,j}$	Costo unitario, expresado en (\$/m ³), correspondiente a la confiabilidad del servicio de gas combustible aplicable en el mes m y de conformidad con el valor definido por la CREG en resolución independiente. Mientras este es definido será cero.
$Cf_{m,i,j}$	Componente fijo del costo de comercialización expresado en pesos por factura del gas combustible por redes de tubería destinado a usuarios regulados aplicable en el mes m , en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j .
ρ	Pérdidas reconocidas. Este valor se determinará conforme al proceso establecido en la Resolución CREG 067 de 1995 (Código de Distribución de gas combustible) o aquellas que lo modifiquen, complementen o sustituyan.

Como se aprecia en la fórmula general para la tarifa de mercados regulados, el cálculo del factor multiplicador para corregir el volumen por poder calorífico se obtiene en el parágrafo del capítulo IV, Costos de distribución, Artículo 12, Costo de Distribución de Gas Combustible ²⁵

Parágrafo. Hasta que entre en vigencia la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución y se aprueben los cargos correspondientes a cada Mercado Relevante de Distribución, el cargo de distribución será afectado por el f_{pc} que se determina así:

$$f_{pc_{m,i,j}} = \frac{PC_{pond_{m,i,j}}}{1000}$$

Donde:

$f_{pc_{m,i,j}}$ Factor multiplicador de poder calorífico.

$PC_{pond_{m,i,j}}$ Promedio mensual del Poder calorífico ponderado de los

²⁵ Capítulo IV, Artículo 12, Resolución CREG 137 de 2013

diferentes gases que abastecen el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j Expresado en BTU/PC.

Una vez expedida la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución y se aprueben los cargos a cada Mercado Relevante de Distribución, el $f_{pc_{m,i,j}}$ será igual a uno.

Aunque la nueva metodología de remuneración de distribución pretende eliminar este factor en el futuro, la empresa distribuidora debe mantener el control del poder calorífico antes y después de la aprobación de la remuneración. En este sentido, ésta debería verificar el poder calorífico del gas, para obtener un cargo por distribución acorde a la energía que entrega a sus usuarios, así como, la revisión permanente de la energía recibida en sus estaciones receptoras, frente a la energía adquirida a los productores.

Con las siguientes recomendaciones recogidas de la propuesta para la actualización el reglamento único de transporte RUT, en materia de medición, por el CNO gas, en el protocolo operativo de medición, se podrá verificar el cálculo del poder calorífico y la conversión a energía de volumen corregido.

En caso de propiedad de equipos de verificación de poder calorífico como cromatógrafos, los gases de referencia para la operación deben cumplir entre otros con los siguientes aspectos: periodo de validez según el fabricante, trazabilidad a patrones nacionales o internacionales, certificación de la incertidumbre en el poder calorífico entregada por una entidad autorizada, y verificación de la composición del gas reportada con un análisis cromatográfico en laboratorio.²⁶

Para la verificación en conversión de energía se deben considerar, entre otros, los siguientes aspectos de incertidumbre para el cálculo: ²⁷

- Incertidumbre por inestabilidad y medición discontinua, propia de del tiempo de determinación del poder calorífico de acuerdo a su estabilidad.
- Incertidumbre en tiempo de determinación, que corresponde al tiempo entre la toma de la muestra en el equipo y el análisis de la misma.
- Incertidumbre por localización, que aplica al determinar el poder calorífico desde diferentes fuentes, y demora por el tránsito del gas entre los puntos de medición y el lugar de medición del poder calorífico.

²⁶ Protocolo operativo de medición, CNO gas, Capítulo 4, Requisitos técnicos, Numeral 4.10 Poder calorífico, Gases de referencia

²⁷ Protocolo operativo de medición, CNO gas, Capítulo 5, Determinación de energía, 2) Procedimientos de reconstrucción

5. UAFG (UNACCOUNTED-FOR GAS)

5.1 INTRODUCCIÓN

Según el manual guía para operadores de pequeños sistemas de gas natural del departamento de transporte de los Estados Unidos, generado por investigación y programas especiales de administración de la oficina de seguridad de redes, se podría definir unaccounted for gas UAFG como la diferencia entre la cantidad de gas comprado y la cantidad de gas vendido²⁸.

El término, "unaccounted for gas" no siempre indica una fuga. La fuga es sólo uno de los factores que contribuyen a gas no vendido en el sistema de distribución. Hay 17 o más condiciones que pueden contribuir al gas no contabilizado.

De acuerdo al mismo documento, las causas para el gas no contabilizado o "unaccounted", se pueden agrupar en dos categorías Una de ellas es fugas y la otra es la medición de gas.

Las fugas se definen como gas que se escapa a la atmósfera a una velocidad dada en un lugar desconocido. La tasa de pérdida de gas depende de la presión y el tamaño del agujero. El gas perdido a través de la medición o la falta de medición es muy engañoso, y a veces muy difícil de detectar.

5.2 IMPACTO ECONÓMICO DE UAFG PARA LAS COMPAÑÍAS DISTRIBUIDORAS

Para medir un posible impacto de las pérdidas por gas contabilizado, se tomaran las proyecciones de consumo de los mercados industrial, comercial, y residencial, en los estudios proyección de demanda de gas natural en Colombia, revisión Diciembre de 2011, por la unidad de planeación minero energética UPME.

Basados en escenarios de bajo crecimiento se obtienen las siguientes cifras:

5.2.1 Distribución regiones

²⁸ Guidance Manual for Operators of Small Natural Gas Systems, US Department of Transportation Research and Special Programs Administration Office of Pipeline Safety

Tabla 6. Distribución de regiones para el análisis de demanda de gas natural

Región	Departamento
Centro	Arauca
	Bogotá D.C.
	Boyacá
	Casanare
	Cundinamarca
Costa Atlántica	Meta
	Atlántico
	Bolívar
	Cesar
	Córdoba
	La Guajira
	Magdalena
CQR	Sucre
	Caldas
	Quindío
Noroeste	Risaralda
	Antioquia
Nordeste	Norte de Santander
	Santander
Suroeste	Cauca
	Nariño
	Valle del Cauca
Tolima Grande	Caquetá
	Huila
	Putumayo
	Tolima

Fuente: Tabla 2-1 Regiones de demanda de gas natural para los sectores residencial y comercial Documento UPME, proyección de demanda de gas natural en Colombia, Revisión, diciembre de 2011

5.2.2 Demanda residencial

El estudio incluye la presentación de tres escenarios de demanda, para efectos del ejercicio de impacto se tomó el escenario medio que en el uso residencial que prevé una tasa de crecimiento promedio anual de 25% entre los años 2011-2021 y de 14% entre 2021-2031.

La demanda se encuentra MPCD (Millones de pies cúbicos día)

Tabla 7. Demanda residencial por regiones

[MPCD]	Costa Atlántica	Nordeste	Noroeste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
2010	27.5	7.8	8.7	44.4	6.4	5.3	11.7	111.7
2011	29.5	8.5	10.0	48.4	7.0	5.9	13.4	122.8
2012	31.3	8.8	10.9	50.7	7.4	6.3	14.4	129.6
2013	32.5	9.0	11.5	52.5	7.6	6.4	15.0	134.5
2014	33.6	9.1	12.0	53.5	7.7	6.5	15.3	137.5
2015	34.7	9.1	12.3	54.3	7.7	6.4	15.4	139.9
2016	35.6	9.2	12.6	55.0	7.7	6.5	15.4	142.0
2017	36.5	9.2	12.8	55.7	7.8	6.5	15.4	143.8
2018	37.2	9.3	12.9	56.3	7.8	6.5	15.5	145.6
2019	37.9	9.4	13.1	56.9	7.9	6.6	15.6	147.3
2020	38.6	9.4	13.2	57.4	7.9	6.6	15.7	149.0
2021	39.2	9.5	13.3	58.0	8.0	6.7	15.9	150.6
2022	39.7	9.6	13.5	58.6	8.1	6.7	16.1	152.2
2023	40.1	9.7	13.6	59.1	8.2	6.8	16.2	153.9
2024	40.6	9.8	13.8	59.8	8.3	6.9	16.4	155.6
2025	41.0	10.0	13.9	60.4	8.4	7.0	16.6	157.2
2026	41.4	10.1	14.1	61.0	8.5	7.0	16.8	158.9
2027	41.8	10.2	14.2	61.6	8.6	7.1	17.0	160.6
2028	42.3	10.3	14.4	62.3	8.7	7.2	17.2	162.3
2029	42.7	10.4	14.6	62.9	8.8	7.3	17.4	164.0
2030	43.2	10.5	14.7	63.6	8.8	7.4	17.6	165.7
2031	43.6	10.6	14.9	64.2	9.0	7.5	17.8	167.5

Fuente: Tabla 2-3 Proyección de demanda regional de gas natural para el sector residencial – Escenario Medio Documento UPME, proyección de demanda de gas natural en Colombia, Revisión, diciembre de 2011

5.2.3 Demanda comercial

Así como para el mercado residencial el estudio incluye la presentación de tres escenarios de demanda, y continuando con el criterio del ejercicio de impacto, se tomó el escenario medio que en el uso de gas natural comercial. En el escenario medio se prevé una tasa de crecimiento promedio anual de 20% entre los años 2011-2021 y de 7% entre 2021-2031.

Tabla 8. Demanda comercial por regiones

[MPCD]	Costa Atlántica	Nordeste	Noroeste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
2010	4.3	2.1	3.3	15.1	1.1	1.3	3.3	30.5
2011	4.5	2.2	3.7	16.5	1.2	1.4	3.6	33.1
2012	4.7	2.2	4.0	17.5	1.3	1.5	3.8	34.8
2013	4.7	2.2	4.2	18.1	1.3	1.5	3.9	36.0
2014	4.8	2.2	4.3	18.5	1.3	1.5	3.9	36.5
2015	4.9	2.2	4.3	18.7	1.4	1.5	3.9	36.9
2016	4.9	2.2	4.4	18.8	1.4	1.5	3.9	37.1
2017	4.9	2.3	4.4	18.9	1.4	1.5	4.0	37.4
2018	4.9	2.3	4.4	19.0	1.4	1.5	4.0	37.5
2019	5.0	2.3	4.5	19.1	1.4	1.5	4.0	37.7
2020	5.0	2.3	4.5	19.3	1.4	1.5	4.0	38.0
2021	5.0	2.3	4.5	19.4	1.4	1.5	4.0	38.2
2022	5.0	2.3	4.5	19.6	1.4	1.5	4.1	38.5
2023	5.1	2.3	4.5	19.8	1.4	1.5	4.1	38.8
2024	5.1	2.4	4.5	20.0	1.4	1.5	4.1	39.1
2025	5.1	2.4	4.6	20.3	1.4	1.5	4.1	39.4
2026	5.2	2.4	4.6	20.5	1.4	1.5	4.1	39.7
2027	5.2	2.4	4.6	20.7	1.4	1.5	4.1	40.0
2028	5.2	2.4	4.6	20.9	1.4	1.5	4.2	40.2
2029	5.2	2.4	4.6	21.1	1.4	1.5	4.2	40.5
2030	5.3	2.4	4.6	21.3	1.4	1.5	4.2	40.8
2031	5.3	2.4	4.7	21.6	1.5	1.5	4.2	41.1

Fuente: Tabla 3-2 Proyección de demanda regional de gas natural para el sector comercial – Escenario Medio Documento UPME, proyección de demanda de gas natural en Colombia, Revisión, diciembre de 2011

5.2.4 Demanda Industrial

Para el caso industrial la UPME, publicó en su estudio las siguientes demandas en un escenario de crecimiento medio, que prevé una tasa de crecimiento promedio anual de 36% entre los años 2011-2021 y de 28% entre 2021-2031.

Tabla 9. Demanda industrial por regiones

[MPCD]	Costa Atlántica	Nordeste	Noroeste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
2010	84.0	11.1	21.4	72.7	2.9	10.6	29.4	232.0
2011	93.4	11.3	22.1	74.3	3.0	10.8	30.0	245.0
2012	93.3	11.3	28.7	74.9	3.0	10.7	29.8	251.9
2013	94.3	11.6	33.0	77.1	3.1	10.7	30.1	260.0
2014	94.7	11.5	39.3	78.9	3.1	10.7	30.1	268.3
2015	95.7	11.7	45.4	81.6	3.3	10.8	30.4	278.9
2016	96.3	11.8	53.3	83.8	3.3	10.8	30.6	290.0
2017	97.8	11.9	58.8	86.8	3.5	10.8	31.0	300.6
2018	98.9	12.1	65.9	89.4	3.5	10.9	31.3	311.9
2019	100.9	12.3	71.3	93.2	3.7	11.0	31.7	324.1
2020	103.1	12.6	76.8	97.0	3.9	11.2	32.2	336.7
2021	104.8	12.8	83.7	100.6	4.0	11.3	32.5	349.8
2022	108.2	13.3	86.1	105.9	4.2	11.6	33.4	362.7
2023	111.8	13.7	88.6	110.8	4.3	11.9	34.3	375.4
2024	115.2	14.8	90.9	115.2	4.5	12.2	35.1	388.0
2025	118.2	15.9	92.9	119.3	4.7	12.5	35.9	399.5
2026	120.9	17.0	96.5	123.2	4.9	12.7	36.5	411.8
2027	123.5	18.3	98.7	127.8	5.0	13.1	37.4	423.8
2028	127.8	19.4	100.6	131.3	5.2	13.4	38.1	435.9
2029	130.1	20.4	103.6	133.8	5.3	13.6	38.6	445.4
2030	132.5	21.2	106.6	136.4	5.3	13.5	38.4	454.0
2031	134.9	22.0	109.8	139.0	5.4	13.5	38.2	462.7

Fuente: Tabla 4-2 Proyección de demanda regional de gas natural para el sector industrial – Escenario Medio

Ahora utilizando los datos de proyección de demanda, se tomarán los valores de la región CQR que son operadas, por una empresa distribuidora exclusiva en esta zona, y así estimar el impacto económico por UAFG, teniendo en cuenta algunas consideraciones.

5.2.5 Análisis de impacto económico

Tabla 10. Análisis impacto económico de pérdidas UAFG en la zona CQR

Zona CQR – Caldas, Quindío, Risaralda

Año	MPCD				%	Millones de pesos \$				Índice de pérdidas en Millones de pesos \$				
	Residencial	Comercial	Industrial	Total		Incremento Anual	Residencial	Comercial	Industrial	Total	0,5%	1%	1,5%	2%
2014	6.5	1.5	10.7	18.7	0	69,264.35	16,154.62	115,236.27	200,655.24	1,003.28	2,006.55	3,009.83	4,013.10	5,016.38
2015	6.4	1.5	10.8	18.7	3%	70,244.70	16,639.26	119,802.65	206,686.61	1,033.43	2,066.87	3,100.30	4,133.73	5,167.17
2016	6.5	1.5	10.8	18.8	6%	73,420.21	17,123.89	123,292.04	213,836.14	1,069.18	2,138.36	3,207.54	4,276.72	5,345.90
2017	6.5	1.5	10.8	18.8	9%	75,498.14	17,608.53	126,781.44	219,888.11	1,099.44	2,198.88	3,298.32	4,397.76	5,497.20
2018	6.5	1.5	10.9	18.9	12%	77,576.07	18,093.17	131,477.05	227,146.29	1,135.73	2,271.46	3,407.19	4,542.93	5,678.66
2019	6.6	1.5	11	19.1	15%	80,879.44	18,577.81	136,237.28	235,694.53	1,178.47	2,356.95	3,535.42	4,713.89	5,892.36
2020	6.6	1.5	11.2	19.3	18%	82,989.34	19,062.45	142,332.95	244,384.74	1,221.92	2,443.85	3,665.77	4,887.69	6,109.62
2021	6.7	1.5	11.3	19.5	21%	86,388.62	19,547.09	147,254.73	253,190.44	1,265.95	2,531.90	3,797.86	5,063.81	6,329.76
2022	6.7	1.5	11.6	19.8	24%	88,530.49	20,031.73	154,912.02	263,474.23	1,317.37	2,634.74	3,952.11	5,269.48	6,586.86
2023	6.8	1.5	11.9	20.2	27%	92,025.67	20,516.36	162,763.16	275,305.20	1,376.53	2,753.05	4,129.58	5,506.10	6,882.63
2024	6.9	1.5	12.2	20.6	30%	95,584.80	21,001.00	170,808.16	287,393.96	1,436.97	2,873.94	4,310.91	5,747.88	7,184.85
2025	7	1.5	12.5	21	33%	99,207.85	21,485.64	179,047.02	299,740.51	1,498.70	2,997.41	4,496.11	5,994.81	7,493.51
2026	7	1.5	12.7	21.2	36%	101,445.63	21,970.28	186,015.04	309,430.95	1,547.15	3,094.31	4,641.46	6,188.62	7,735.77
2027	7.1	1.5	13.1	21.7	39%	105,164.59	22,454.92	196,106.29	323,725.80	1,618.63	3,237.26	4,855.89	6,474.52	8,093.14
2028	7.2	1.5	13.4	22.1	42%	108,947.49	22,939.56	204,926.71	336,813.76	1,684.07	3,368.14	5,052.21	6,736.28	8,420.34
2029	7.3	1.5	13.6	22.4	45%	112,794.32	23,424.20	212,379.38	348,597.90	1,742.99	3,485.98	5,228.97	6,971.96	8,714.95
2030	7.4	1.5	13.5	22.4	48%	116,705.09	23,908.83	215,179.51	355,793.44	1,778.97	3,557.93	5,336.90	7,115.87	8,894.84
2031	7.5	1.5	13.5	22.5	51%	120,679.80	24,393.47	219,541.26	364,614.53	1,823.07	3,646.15	5,469.22	7,292.29	9,115.36
Totales										24,831.86	49,663.72	74,495.59	99,327.45	124,159.31

Tabla 10. (continuación)

Consideraciones:

Tarifas CQR a Junio 2014 ²⁸	Residencial	Comercial	Industrial
\$ /m3	1031	1042	1042
\$ / MPC	29,194,6661	29,506,1514	29,506,1514

La industria está representada por industria regulada
Incremento de valor de gas anual 3%

²⁸ Publicación tarifa mensual Junio 2014, Efigas S.A. e.s.p

Con la simulación de índice de pérdidas de la tabla 10, para porcentajes asumidos en dinero de 0.5%, 1%, 1.5%, 2% y 2.5%, se podría realizar una revisión en la sensibilidad, con flujos de caja que incluyan los costos contemplados en la tabla, y en conjunto con las áreas financieras de las empresas llegar a definir los valores tolerables en las pérdidas UAFG.

Es importante tener en cuenta, que en Colombia la última regulación permite un porcentaje de pérdidas en el sistema de distribución de 3,7%²⁹, que puede ser incluido en la tarifa; sin embargo, las empresas distribuidoras, según este análisis deberían definir pérdidas mínimas para “dejar de facturar menos volumen”, y obtener balances en el sistema de distribución más eficientes.

5.3 CAUSAS Y CONSIDERACIONES FUNDAMENTALES

Existen numerosas causas de la pérdida de gas UAFG, que experimentan empresas de la industria de gas natural, y se atribuye típicamente a una combinación de fuentes.

Una de las áreas clave que enfrentan las empresas hoy, se refiere a la capacitación de todo el personal involucrado en el proceso de medición; un personal con capacitación precaria puede ser la primera causa de UAFG.

La capacidad del personal que trabaja en medición debe comprender las áreas fundamentales de esta materia en lo referente al impacto frente a la exactitud, y la incertidumbre. Este entendimiento es básico para la integridad general de medición, que se encuentra en una organización.

La base de conocimientos para reconocer errores, se podrá reflejar en la facilidad en la detección, por parte del personal, de eventos característicos con una pérdida de impacto que va desde - 2% hasta +2%.

Inexactitudes en los medidores son otro impacto importante que contribuye al UAFG.

En medidores de placa orificio, por ejemplo:

¿Cuándo fue la última inspección de tubos de medición, que incluya limpieza realizada en instalaciones claves de equipos de medición?

¿Qué diferenciales son permitidos de acuerdo al espesor de la placa orificio?

¿Qué presión y la temperatura son utilizadas en los sistemas de medición que tengan presión y temperatura fija para corregir la medición?

²⁹ Resolución CREG 127 de 2013 - Por la cual se modifica el Anexo General de la Resolución CREG 067 de 1995 mediante la que se adoptó el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes – Artículo 18 – Numeral 5.62

Esto es sólo una pequeña lista, de los posibles problemas que pueden afectar a una pérdida de gas UAFG de la empresa.

Preguntas adicionales que deben tratarse en cada compañía, y se refieren, por ejemplo, al manejo de line pack o inventario en los gasoductos, el gas como combustible para operación no medido, gas para uso de la empresa, el condensado retrógrado, reportes de eventos de pérdida de gas reportadas, y los eventos de pérdida de gas no reportados.

Todas estas áreas o bien tienen la capacidad de causar un cambio hacia arriba y hacia abajo en la pérdida de gas UAFG cada mes, y pueden en un momento anular el impacto anual, o alterar la pérdida mensual y anual total.

La calidad de gas con relación a la medición, también tiene la capacidad de influir en la pérdida de gas UAFG. Muestras mensuales o trimestrales, en comparación con la calidad en tiempo real derivada de un cromatógrafo de gases línea, pueden fácilmente afectar la pérdida de gas UAFG sobre una base mensual.

Considerar relaciones entre presión base, el poder calorífico a presión base, y la codificación correcta de los contadores; además de su relación a un cromatógrafo regional deberían funcionar para minimizar impactos potenciales en el UAFG.

Siempre hay beneficios a un programa de auditoría de medición eficaz. El equipo de auditoría debe revisar los sistemas de medición de terceros, para asegurar exactitud frente a una comparación con la medición interna, igualmente asegurada, e investigar y resolver todas las diferencias donde sea posible. Este equipo auditor también debería trabajar en campo para identificar y resolver las fugas y robos potenciales.

5.4 CONSIDERACIONES ADICIONALES CON LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

Siendo capaz de configurar cada medidor de manera automática por mando remoto, en lo referente a validación y estimación de datos perdidos, que basados en una base de datos con tendencias de consumo programadas, se puede lograr efectividad en los datos para generar un análisis en el desempeño de los sistemas de medición.

Incluir en los análisis datos gráficos y herramientas para simular y proyectar tendencias, también contribuyen a la investigación de pérdidas UAFG; además, la utilización de estas herramientas ha permitido pasar de un análisis

mensual para el cálculo de pérdidas, a un análisis diario de los sistemas de medición.

Detallar segmentos para realizar balances, deberían establecerse para encontrar inconvenientes específicos, en zonas de plantas de procesamiento, segmentos de gasoductos, segmentos de distribución o distritos. Donde lo anterior sea posible, las compañías distribuidoras deberían crear balances que puedan comparar compras vs ventas, mediciones vs ventas, o verificaciones similares.

Representaciones gráficas en sistemas de información geográfica, que permitan reconocer sistemas de medición en campo, pueden identificar el lugar de los problemas en caso de presentarse. Los siguientes elementos relevantes para estimar pérdidas UAFG pueden ser identificados:

Entradas a los sistemas

- Medidores de entrega a los sistemas de distribución en campo
- Lugares de inyección a infraestructuras de almacenamiento

Salidas de los sistemas o pérdidas técnicas

- Medición de gas necesario para la operación
- Estimación de gas NO medido para la operación
- Gas NO medido arrojado a la atmósfera
- Cantidad de gas perdido en la condensación retrógrada
- Cambios positivos o negativos en los inventarios de los gasoductos

Las pérdidas técnicas se generan como parte de la operación normal de la empresa distribuidora considerando su infraestructura particular, el estado de la misma, los procedimientos implementados, el tipo de mantenimiento que ejecute, la operación de su red, etc., así como las limitaciones tecnológicas inherentes a los equipos de medida para entregar resultados.

Además de las pérdidas técnicas, es importante tener en cuenta las pérdidas no-técnicas (o pérdidas negras - black losses) que corresponden a entregas de gas que no fueron contabilizadas debido a fraudes, ausencia de medición, errores de medición, errores en facturación y procesamiento de datos, desfase entre la lectura y la fecha de facturación por ciclos) entre otros.

5.5 PROCESO DE IDENTIFICACIÓN Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS UAFG

La identificación, reducción y gestión de las pérdidas UAFG, está relacionada con la gestión intensiva, y continua. Para esto se debe incluir un equipo de oficina y campo, y un acuerdo de funciones y directrices de mando entre

superiores, mandos medios y personal de apoyo para mantener un programa efectivo. Además debe incluir:

- Procedimientos estándar o instructivos de medición bien desarrollados
- Equipos de oficina campo bien entrenados
- Especialistas en el área metrológica
- Segmentación de sistemas reconocidos para el control de pérdidas UAFG
- Procedimientos documentados para actuación sobre anomalías detectadas
- Enfocar esfuerzos a la regla 80 – 20, estos es 80% del caudal o flujo es medido a través del 20% de los sistemas de medición
- Identificar medidores que muestren una incertidumbre por encima de los valores aceptables
- Realizar auditorías de medición enfocadas en las labores de oficina
- Realizar auditorías de medición enfocadas en los equipos de campo y sistemas de medición de la infraestructura de cada compañía
- Realizar auditorías de medición enfocadas en equipos de medición de terceros, como clientes industriales principalmente
- Continuar con actividades de realimentación mediante sesiones de lluvia de ideas con personal de campo y oficina

6. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DEL BALANCE DE GAS

Como se describió en el capítulo anterior la importancia de los cálculos en las pérdidas y balances de los sistemas de distribución, no solo es un requisito de la regulación y normatividad vigente, sino la garantía, de la sostenibilidad del negocio de distribución. En este sentido, se deberían obtener, basado en las recomendaciones y la información recogida para UAFG, procedimientos de recolección y registro de volúmenes de gas vendido o facturado, así como, gas transportado o recibido en estaciones receptoras, y valores de verificación por distritos o mediciones parciales en los sistemas de distribución.

6.1. RECOLECCIÓN Y REGISTRO DE DATOS

Se deberán obtener volúmenes mensuales de las siguientes fuentes:

Tabla 11. Registros de recolección de volúmenes para el cálculo de balance

Gas facturado por localidad	Clientes Regulados	Ciclos de lectura residencial
		Ciclos de lectura Comercial
		Ciclos de lectura industrial
	Clientes No Regulados	Industria
		Gas Natural Vehicular
Gas Transportado por localidad *		
Gas distribuido por localidad **		

*Origen de los datos de gas transportado, agente transportador

**Representa el gas medido en sistema de medición de confirmación dentro de los sistemas de distribución y estaciones de distribución de distrito

Una vez obtenidos los volúmenes solicitados en la tabla anterior por cada localidad, se debe asegurar que los mismos estén homologados a mes completo; para así garantizar comparación de los valores recogidos.

Como referencia para la homologación mensual de ciclos de facturación de mercados residencial y comercial...está la tabla 12...

Tabla 13. Detalle calculo homologación de ciclos a meses calendario

		Detalle			
CICLO	DESCRIPCIÓN	2013		2014	
		DICIEMBRE		ENERO	
1	Vol. Facturado según emitido			153,731	
	Días Facturados en el ciclo			30	
	Consumo diario			5,124	
	Día de corte	21-dic-13		20-ene-14	
	Días consumidos	10		20	
		51,244		102,487	
	Volumen consumido			60,677	

Vol. Facturado según emitido= volumen facturado en el mes vigente. Para el ejemplo corresponde a 153.731m³ facturados en el mes de enero.

Días facturados por ciclo= para el caso del ejemplo, y del cuadro resumen de facturación, los ciclos residenciales corresponden a 30 días.

Consumo diario=es el volumen diario calculado entre el Vol. Facturado según emitido sobre los días facturados en el ciclo

Día de corte= fecha de toma lectura en campo para cada ciclo

Días consumidos= días correspondientes del volumen leído en el ciclo a cada mes calendario. Para el caso de enero los días del ciclo facturado de 30 días corresponden según la fecha de lectura a 20 días en el mes de enero de 2014.

Volumen consumido= se calcula tomado los días consumidos por el consumo diario promedio, para el caso de enero, corresponde a 102.487m³, del producto de 20 días consumidos de este mes por 5.124m³ de consumo diario.

Para el caso de clientes industriales no regulados y GNV. En general, por requerimiento de la resolución CREG 127 de 2013; estos clientes deben contar con medición con corrección electrónica en sitio, de acuerdo al artículo 3, sistemas de medición, que modifica el numeral 4.27 del anexo general de la resolución CREG 067 de 1995.

Teniendo en cuenta esta obligación, y la facilidad del equipo terciario instalado en cada sistema de medición de clientes no regulados, se tomará la facturación de los meses calendario completos, para así cumplir con la homologación que permitirá comparar los balances y pérdidas por localidad mes a mes.

Tabla 14. Modelo de reporte de volumen de clientes no regulados

Tabla consumo no regulado

LOCALIDAD	NOMBRE	2014 CONSUMO [M3]												TOTAL	
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC		
Localidad 1	Ind 1	1,063,250													
Localidad 1	Ind 2	77,782													
Localidad 1	Ind 3	145,475													
Localidad 1	GNV1	42,079													
Localidad 1	GNV2	111,064													
Localidad 1	GNV3	91,300													
Localidad 1	GNV4	85,364													
Total Localidad 1		1,616,314													
Localidad 2	GNV5	42,941													
Localidad 2	Ind 4	92,515													
Localidad 2	Ind 5	4,772													
Localidad 2	Ind 6	38,655													
Localidad 2	GNV6	5,986													
Localidad 2	GNV7	17,271													
Total Localidad 2		202,140													
Localidad 3	Ind7	16,905													
Localidad 3	Ind8	6,841													
Localidad 3	GNV8	11,264													
Total Localidad 3		35,010													
CONSUMO NO REGULADO TOTAL		1,853,463													

Volumen en M3 corregido por presión, temperatura, compresibilidad

Tabla 15. Modelo de reporte para volumen facturado

Cuadro resumen consumos residencial, comercial, industrial, no regulado

LOCALIDAD	MERCADO	2014											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Localidad 1	Residencial	1,589,862											
	Comercial	450,891											
	Industrial Reg.	285,656											
	No Regulado	1,853,463											
	Total	4,179,872											
Localidad 2	Residencial	.											
	Comercial	.											
	Industrial Reg.	.											
	No Regulado	.											
	Total	.											
Localidad 3	Residencial	.											
	Comercial	.											
	Industrial Reg.	.											
	No Regulado	.											
	Total	.											
Localidad n	Residencial	.											
	Comercial	.											
	Industrial Reg.	.											
	No Regulado	.											
	Total	.											
Total Volumen Facturado													

- Datos de volumen de distribución

Se utilizan para realizar una verificación del volumen transportado. En localidades con gasoductos primarios construidos en tuberías de acero y que operan a alta presión, se referencian los volúmenes de estaciones de distrito, y estaciones conectadas a estos gasoductos para confirmar la medición entregada por el transportador.

En algunos casos las localidades tienen instalado medidores testigo, instalados en serie con el medidor del transportador en el punto de entrega; en este caso sería posible la verificación directa de la medición del transportador.

A continuación se presenta un modelo de recolección de datos diarios para los volúmenes distribuidos.

Tabla 16. Modelo de reporte para volumen diario distribuido por localidad en M3

FECHA	ERM 1	ERM 2	ERM 3	ERM 4	GNV 1	GNV 2	IND 1	IND 2	Total Distribución Localidad
01/01/2014	13,140	17,623	13,906	14,215	2,248	3,045	5,185	0	69,362
02/01/2014	18,189	22,067	22,890	17,400	3,023	3,621	6,431	6,092	99,713
03/01/2014	20,290	26,642	32,017	20,860	3,876	4,346	7,935	19,901	135,867
04/01/2014	20,587	28,568	34,127	22,789	4,290	4,582	8,937	19,601	143,481
05/01/2014	21,038	28,179	34,488	22,569	4,463	4,655	3,645	22,326	141,363
06/01/2014	20,583	28,492	32,118	22,450	4,650	5,016	8,567	19,817	141,693
07/01/2014	20,710	28,417	34,076	22,292	4,870	5,149	359	23,223	139,096
08/01/2014	16,203	27,866	33,340	22,232	4,409	5,098	8,747	22,136	140,031
09/01/2014	17,050	23,401	30,819	19,241	3,532	4,090	7,823	18,895	124,851
10/01/2014	15,320	25,196	31,756	19,477	2,331	3,362	2,560	20,408	120,410
11/01/2014	22,890	29,045	39,298	21,116	3,209	3,735	6,387	21,345	147,025
12/01/2014	22,287	30,474	35,046	22,001	2,997	3,484	6,959	17,979	141,227
13/01/2014	22,036	26,254	35,958	21,419	3,040	3,073	980	18,774	131,534
14/01/2014	21,040	29,150	36,527	15,000	3,112	3,582	7,308	20,519	136,238
15/01/2014	17,202	27,874	35,055	21,219	3,228	4,640	7,950	18,707	135,875
16/01/2014	20,306	25,547	31,022	18,898	2,293	3,391	6,642	13,371	121,470
17/01/2014	19,757	28,839	36,994	21,247	2,854	3,503	1,985	19,829	135,008
18/01/2014	22,812	28,816	33,925	21,005	2,891	3,476	6,872	16,149	135,946
19/01/2014	23,041	25,953	33,726	20,566	2,833	3,444	6,756	17,288	133,607
20/01/2014	23,548	28,926	37,356	21,390	2,812	3,517	6,783	21,247	145,579
21/01/2014	22,018	29,093	37,462	21,851	3,305	4,071	7,382	21,719	146,901
22/01/2014	17,560	27,421	35,527	21,468	3,264	4,361	7,154	19,659	136,414
23/01/2014	21,210	22,572	28,197	17,880	2,184	3,705	6,639	9,517	111,904
24/01/2014	22,930	27,090	35,185	20,994	3,004	3,754	1,257	16,165	130,379
25/01/2014	24,001	27,548	32,682	21,420	2,780	1,569	6,773	14,295	131,068
26/01/2014	24,602	29,627	36,931	15,890	2,980	3,871	6,939	18,070	138,910
27/01/2014	23,268	28,933	37,083	22,226	3,219	3,839	3,600	20,320	142,488
28/01/2014	21,883	28,166	35,386	22,471	3,369	4,167	7,375	18,532	141,349
29/01/2014	17,101	26,307	32,619	18,567	3,323	4,730	5,682	17,123	125,452
30/01/2014	21,356	21,978	22,642	18,313	2,423	3,557	6,316	6,018	102,603
31/01/2014	22,846	27,621	30,202	21,993	3,396	3,808	6,604	13,700	130,170
Total	636,804	833,685	1,018,360	630,459	100,208	120,241	184,532	532,725	4,057,014

ERM: Estación de regulación y medición GNV: Estación Gas Natural Vehicular

Teniendo en cuenta los datos entregados por el transportador, se propone el siguiente esquema de cálculo y reporte de pérdidas en el sistema de distribución de acuerdo a la resolución CREG 202 de 2013, con pérdidas que excedan el (3.7%) serán asumidas por el distribuidor.

Además, se presenta el valor de comparación y verificación entre el sistema de distribución y el volumen transportado.

Tabla 17. Modelo de reporte de balance general, % de pérdidas, UAFG

Cuadro de balance general

		VOLUMEN M3	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
LOCALIDAD 1	MENSUAL	Transportado	5,749,265	5,651,910										
		Facturado	5,628,682	5,520,063										
		Distribuido	5,738,884	5,615,170										
		TRA - FAC	2.1%	2.3%										
		TRA - DIS	0.18%	0.7%										
	ACUMULADO	Transportado	5,749,265	11,401,175	11,401,175	11,401,175	11,401,175	11,401,175	11,401,175	11,401,175	11,401,175	11,401,175	11,401,175	11,401,175
		Facturado	5,628,682	11,148,745	11,148,745	11,148,745	11,148,745	11,148,745	11,148,745	11,148,745	11,148,745	11,148,745	11,148,745	11,148,745
		Distribuido	5,738,884	11,354,054	11,354,054	11,354,054	11,354,054	11,354,054	11,354,054	11,354,054	11,354,054	11,354,054	11,354,054	11,354,054
		TRA - FAC	2.1%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%
		TRA - DIS	0.18%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
LOCALIDAD 2	MENSUAL	Transportado	2,306,720	2,077,174										
		Facturado	2,356,036	2,122,852										
		Distribuido	2,352,492	2,115,225										
		TRA - FAC	-2.1%	-2.2%										
		TRA - DIS	-2.0%	-1.8%										
	ACUMULADO	Transportado	2,306,720	4,383,894	4,383,894	4,383,894	4,383,894	4,383,894	4,383,894	4,383,894	4,383,894	4,383,894	4,383,894	4,383,894
		Facturado	2,356,036	4,478,888	4,478,888	4,478,888	4,478,888	4,478,888	4,478,888	4,478,888	4,478,888	4,478,888	4,478,888	4,478,888
		Distribuido	2,352,492	4,467,717	4,467,717	4,467,717	4,467,717	4,467,717	4,467,717	4,467,717	4,467,717	4,467,717	4,467,717	4,467,717
		TRA - FAC	-2.1%	-2.2%	-2.2%	-2.2%	-2.2%	-2.2%	-2.2%	-2.2%	-2.2%	-2.2%	-2.2%	-2.2%
		TRA - DIS	-2.0%	-1.9%	-1.9%	-1.9%	-1.9%	-1.9%	-1.9%	-1.9%	-1.9%	-1.9%	-1.9%	-1.9%

Transportado= volumen de gas reportado por el transportador en cada localidad

Facturado= volumen total facturado por localidad

Distribuido= volumen de gas distribuido en redes primarias por localidad

TRA – FAC= (Transportado – Facturado) / Transportado

TRA – DIS= (Transportado – Distribuido) / Transporte

Como análisis de los valores anteriores, se encuentra que los valores de pérdidas en el sistema de distribución para las dos localidades de ejemplo, están dentro de los rangos requeridos por la regulación. Sin embargo, existe la oportunidad de mejorar el balance utilizando las recomendaciones del capítulo anterior, y el trabajo continuo en aseguramiento metrológico.

Adicionalmente, es recomendable crear dentro de la empresa distribuidora un repositorio de datos en un servidor y carpeta compartida, en la que cada área interesada ingresará los datos de volumen. Por ejemplo, el área de facturación debería ingresar el volumen facturado; así como el área de operaciones debería ingresar los datos operativos de volumen transportado y distribuido.

7. IDENTIFICACIÓN Y CÁLCULO DE COSTOS DE ASEGURAMIENTO METROLÓGICO

Tomando como base el capítulo 5, a propósito de UAFG; a continuación se identifican los equipos básicos para efectuar la verificación de instrumentos de medición de acuerdo a la tabla 4 de este documento, equipos que harán parte de los costos del aseguramiento metrológico.

7.1 COSTOS DE INFRAESTRUCTURA

7.1.1 Costos de equipos

Tabla 18. Costos de equipos patrón base para aseguramiento metrológico

Magnitud	Grupo de medición	Instrumento	Denominación	Tipo de calibración		Unidad de medida	Costo aproximado a 2014 en pesos colombianos
				Interna	Externa		
Flujo	Patrón flujos bajos	M1N0-01	Medidor cámara húmeda		x	M3	35,000,000
Flujo	Patrón flujos altos	M1N0-02	Prover o transfer		x	M3	186,000,000
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1-01	medidor testigo G16	x		M3	65,000
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1-02	medidor testigo G16	x		M3	65,000
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1-03	medidor testigo G16	x		M3	65,000
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1-04	medidor testigo G25	x		M3	80,000
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1-05	medidor testigo G25	x		M3	80,000
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1-06	medidor testigo G25	x		M3	80,000
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1-07	medidor testigo G4	x		M3	120,000
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1-08	medidor testigo G4	x		M3	120,000
Flujo	Medidores testigo verificación flujo bajo	M1N1-09	medidor testigo G4	x		M3	120,000
Flujo	Medidores testigo verificación flujo alto	M1N1-10	medidor testigo rotatorio G65	x		M3	3,800,000
Flujo	Medidores testigo	M1N1-11	medidor testigo	x		M3	3,800,000

Magnitud	Grupo de medición	Instrumento	Denominación	Tipo de calibración		Unidad de medida	Costo aproximado a 2014 en pesos colombianos
				Interna	Externa		
	verificación flujo alto		rotatorio G65				
Flujo	Medidores testigo verificación flujo alto	M1N1-12	medidor testigo rotatorio G250	x		M3	5,500,000
Flujo	Medidores testigo verificación flujo alto	M1N1-13	medidor testigo rotatorio G250	x		M3	5,500,000
Presión	Peso muerto	M2N0-01	Peso muerto		x	PSIG	15,000,000
P y T	Calibrador de procesos		Calibrador de procesos		x	PSIG y °C	9,000,000
Presión	Transmisor presión calibrador procesos	M2N1-01	Transmisor de presión	x		PSIG	3,400,000
Presión	Transmisor presión calibrador procesos	M2N1-02	Transmisor de presión	x		PSIG	3,400,000
Temperatura	Bloque seco	M3N0-01	Bloque seco		x	°C	12,000,000
Temperatura	Transmisor temperatura calibrador procesos	M3N1-01	Transmisor de temperatura	x		°C	700,000
Temperatura	Transmisor temperatura calibrador procesos	M3N1-02	Transmisor de temperatura	x		°C	700,000
Valor estimado							\$ 284,595,000

7.1.2 Costos de adecuación espacios

Tabla 19. Costos adecuación de espacios

Item	Valor aproximado en pesos colombianos
Equipos de oficina	7,000,000
Bancos de prueba	11,000,000
Red aire comprimido	4,500,000
Equipos de control de condiciones ambientales	3,900,000
Valor estimado	\$ 26,400,000

7.2 COSTOS DE OPERACIÓN

7.2.1 Costos de personal anual

Tabla 20. Costos de personal anual

Personal	Valor aproximado en pesos colombianos
Supervisor de laboratorio	57,600,000
Auxiliar de metrología	17,100,000
Instrumentistas (2)	47,000,000
Auxiliar de laboratorio	17,100,000
Otros gastos de personal (transporte, viáticos, etc)	28,000,000
Valor estimado anual	\$ 166,800,000

7.2.2 Costos de calibración anual

Tabla 21. Costos de calibración externa anual

Equipos	Valor aproximado en pesos colombianos
Patrones de flujo	13,600,000
Patrones de presión	3,100,000
Patrones de temperatura	2,000,000
Valor estimado anual	\$ 18,700,000

7.2.3 Costos administrativos

Se estima un 7% de costos administrativos e imprevistos adicional anual.

7.3 SIMULACIÓN DE INVERSIONES Y COSTOS PARA ASEGURAMIENTO METROLÓGICO.

Consideraciones:

- Se estimaron algunos porcentajes de pérdidas para el desarrollo del proyecto 1.8%, 2.0%, 2.2%, 2.3%, 2.5%, 3.0%, 3.2%, 3.6%, 3.7%. El último porcentaje corresponde al límite de pérdidas en el sistema de distribución solicitado por la regulación colombiana. Tabla 22
- De acuerdo a los porcentajes de pérdidas estimados durante el desarrollo del proyecto, se calcularon las diferencias anuales entre el porcentaje de pérdidas estimado y el valor permitido de pérdidas (3.7%) de la resolución CREG 202 de 2013. Tabla 23
- Para la proyección anual de costos se estimaron una IPC o inflación de 3% anual. Valor utilizado para costos de personal y calibraciones. Además, para la depreciación de equipos una vida útil de 15 años.

- Cada cinco años se estima una repotenciación de equipos y adecuación de infraestructura, por un valor del 50% del valor inicial de inversión. Tabla 24
- Para el año 15 o 2029 se estima una compra de equipos y se incluye una reposición de los mismos. Tabla 24
- Se estima que por los resultados positivos, el desarrollo del proyecto continua, y no se consideran los valores de salvamento de equipos al final del proyecto. Tabla 24

Tabla 22. Algunos valores para índices de pérdidas proyectadas en millones

Valores para índice de pérdidas proyectadas UAFG en millones de pesos

Año / %	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
0.50%	1,003.3	1,033.4	1,069.2	1,099.4	1,135.7	1,178.5	1,221.9	1,266.0	1,317.4	1,376.5	1,437.0	1,498.7	1,547.2	1,618.6	1,684.1	1,743.0	1,779.0	1,823.1
1.80%	3,611.8	3,720.3	3,849.0	3,958.0	4,088.6	4,242.5	4,398.9	4,557.4	4,742.5	4,955.5	5,173.1	5,395.3	5,569.7	5,827.1	6,062.7	6,274.8	6,404.3	6,563.1
2.00%	4,013.1	4,133.7	4,276.7	4,397.8	4,542.9	4,713.9	4,887.7	5,063.8	5,269.5	5,506.1	5,747.9	5,994.8	6,188.6	6,474.5	6,736.3	6,972.0	7,115.9	7,292.3
2.20%	4,414.4	4,547.1	4,704.4	4,837.5	4,997.2	5,185.3	5,376.4	5,570.2	5,796.4	6,056.7	6,322.7	6,594.3	6,807.5	7,122.0	7,409.9	7,669.2	7,827.5	8,021.5
2.30%	4,615.1	4,753.8	4,918.2	5,057.4	5,224.4	5,421.0	5,620.8	5,823.4	6,059.9	6,332.0	6,610.1	6,894.0	7,116.9	7,445.7	7,746.7	8,017.8	8,183.3	8,386.1
2.50%	5,016.4	5,167.2	5,345.9	5,497.2	5,678.7	5,892.4	6,109.6	6,329.8	6,586.9	6,882.7	7,184.9	7,493.5	7,735.8	8,093.2	8,420.4	8,715.0	8,894.9	9,115.4
2.80%	5,618.4	5,787.2	5,987.4	6,156.9	6,360.1	6,599.4	6,842.8	7,089.3	7,377.3	7,708.6	8,047.0	8,392.7	8,664.0	9,064.3	9,430.8	9,760.7	9,962.2	10,209.2
3.00%	6,019.7	6,200.6	6,415.1	6,596.6	6,814.4	7,070.8	7,331.5	7,595.7	7,904.2	8,259.2	8,621.8	8,992.2	9,282.9	9,711.8	10,104.4	10,457.9	10,673.8	10,938.4
3.20%	6,421.0	6,614.0	6,842.8	7,036.4	7,268.7	7,542.2	7,820.3	8,102.1	8,431.2	8,809.8	9,196.6	9,591.7	9,901.8	10,359.2	10,778.0	11,155.1	11,385.4	11,667.6
3.60%	7,223.6	7,440.7	7,698.1	7,916.0	8,177.3	8,485.0	8,797.8	9,114.8	9,485.1	9,911.0	10,346.2	10,790.6	11,139.5	11,654.1	12,125.3	12,549.5	12,808.6	13,126.1
3.70%	7,424.3	7,647.4	7,911.9	8,135.9	8,404.4	8,720.7	9,042.2	9,368.0	9,748.5	10,186.3	10,633.6	11,090.4	11,448.9	11,977.9	12,462.1	12,898.1	13,164.4	13,490.7

Tabla 23. Valores estimados de pérdidas frente al referente de la regulación en millones de pesos

Valores estimados de porcentaje de pérdidas como meta en millones pesos vs porcentaje aceptado por la regulación

Año / %	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
% pérdidas		3.60%	3.20%	3.00%	2.80%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.30%	2.20%	2.00%	2.00%	2.00%	1.80%	1.80%
Millones de pesos		207	1,069	1,539	2,044	2,828	2,933	3,038	3,162	3,304	3,449	4,196	4,641	5,503	5,726	5,926	6,760	6,928

Tabla 24. Costos anuales estimados de aseguramiento metrológico

Costos de inversión y operación anual de aseguramiento metrológico en millones de pesos

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Total costos	509.48	204.44	210.57	216.89	223.40	385.60	237.00	244.11	251.43	258.98	422.24	274.75	282.99	291.48	300.23	767.93	318.51	328.07
Infraestructura	311.00					155.50					155.50					458.69		
Equipos	284.60					142.30					142.30					443.39		
Adecuaciones	26.40					13.20					13.20					15.30		
Operación	198.49	204.44	210.57	216.89	223.40	230.10	237.00	244.11	251.43	258.98	266.75	274.75	282.99	291.48	300.23	309.23	318.51	328.07
Personal	166.80	171.80	176.96	182.27	187.73	193.37	199.17	205.14	211.30	217.64	224.17	230.89	237.82	244.95	252.30	259.87	267.67	275.69
Calibraciones	18.70	19.26	19.84	20.43	21.05	21.68	22.33	23.00	23.69	24.40	25.13	25.89	26.66	27.46	28.29	29.13	30.01	30.91
Al 7%	12.99	13.37	13.78	14.19	14.61	15.05	15.50	15.97	16.45	16.94	17.45	17.97	18.51	19.07	19.64	20.23	20.84	21.46
Depreciación	0.00	18.97	18.97	18.97	18.97	18.97	28.46	28.46	28.46	28.46	28.46	37.95	37.95	37.95	37.95	37.95	48.53	48.53

Tabla 25. Flujo de caja para el desarrollo de la propuesta de aseguramiento metrológico

Flujo de caja para el desarrollo de la propuesta de aseguramiento metrológico en millones de pesos

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Flujo	(509.5)	2.2	858.6	1,322.3	1,820.9	2,442.7	2,695.6	2,794.2	2,910.3	3,044.7	3,026.5	3,921.6	4,358.5	5,211.9	5,425.6	5,158.2	6,441.6	6,599.6

Tasa interna de retorno: TIR 115%

8. CONCLUSIONES

- Los equipos de medición deben identificarse correctamente mediante un procedimiento que permita reconocer su estado de calibración, su trazabilidad metrológica, su seguimiento a la verificación metrológica, a las acciones y control de ajuste para el desempeño apropiado de cada equipo.
- La influencia del análisis de la incertidumbre de medición como factor decisivo y relevante dentro del proceso de aseguramiento metrológico, permite encontrar dispersiones no deseadas que ocasionan pérdidas adicionales en la medición volumétrica.
- Para establecer una verificación adecuada, se debe realizar una identificación de los equipos e instrumentos de medición que incluya, consideraciones como: recomendaciones del fabricante, condiciones de uso, sea continuo o eventual, condiciones ambientales, y error máximo permitido por los requisitos legales o del cliente. Estas condiciones y algunas más, permitirán detectar causas de desviación, y tomar acciones correctivas y preventivas.
- Mediante actividades continuas de calibración, verificación metrológica, y acciones de ajuste, reparación, e revisión de intervalos de calibración, contenidos en este documento, se obtiene un procedimiento de confirmación metrológica recomendado por la ISO 10012-2003.
- El análisis de los intervalos de recalibración pueden ser evaluados mediante procedimientos basados en prácticas aceptadas, como la guía OIML D 10:2007, Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments.
- Los documentos analizados para el UAFG, permiten estructurar las bases para reconocer desviaciones en los sistemas de medición, teniendo en cuenta sus variables de presión, temperatura, y poder calorífico. Además, proporcionan metodologías para implementar auditorías metrológicas, y validación de datos adquiridos, estimando el impacto del UAFG en los balances volumétricos de los gasoductos de distribución incluyendo sus distritos.
- Capacitaciones y entrenamientos periódicos en aseguramiento metrológico fortalecen el conocimiento, y disminuyen la incertidumbre en la medición. Además, incrementan alientan al desarrollo de las áreas encargadas del proceso.

- Procedimientos estructurados de homologación de periodos de cálculo de volúmenes en ciclos facturados, permiten la evaluación apropiada de las pérdidas en el sistema de distribución o gas no contabilizado UAFG.
- Un análisis económico similar al presentado en esta monografía, proporciona a las empresas distribuidoras, acciones de mejora considerando tolerancias financieras que la empresa está dispuesta a asumir, frente a los costos de un programa de aseguramiento metrológico.
- Los costos para la implementación de un programa de aseguramiento metrológico deben incluir los costos de equipos patrones de las magnitudes requeridas, los costos de adecuación espacial, y los costos de operación que incluyan, el recurso humano, el costo administrativo, y el valor destinado a las calibraciones externas.
- Derivado del análisis propuesto de costos de inversión de un programa de aseguramiento metrológico, se puede definir que con una tasa interna de retorno TIR de 115%, la inversión es rápida y eficientemente recuperada, con ingresos adicionales, y cumplimiento de los requisitos de la normatividad vigente.

BIBLIOGRAFÍA

- BELTRÁN SANZ Jaime, La gestión de los procesos metrológicos. Análisis e integración de un sistema de gestión de las mediciones (ISO 10012:2003), , AENOR, 2004
- CENTRO ESPAÑOL DE METROLOGÍA, Vocabulario Internacional de Metrología, Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados, VIM, JCGM 200-2012, 3ª Edición, 2012
- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG - Resolución CREG 011-2003, criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería, 2003.
- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG - Resolución CREG 067-95, Código de Distribución de Gas Combustible por Redes, 1995.
- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG - Resolución CREG 137-2013, Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados.
- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG - Resolución CREG 127-2013, Por la cual se modifica el Anexo General de la Resolución CREG 067 de 1995 mediante la que se adoptó el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes
- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG - Resolución CREG 202-2013, Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones.
- COMITÉ TÉCNICO DE MEDICIÓN, CNO-Gas, Protocolo Operativo de Medición, Propuesta para la actualización del RUT en materia de medición, 2014.
- CRANE, Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías, McGraw Hill, 1992
- CREUSS SOLÉ, A (1998) Automatización Industrial, Barcelona: Alfa Omega grupo editor S.A.
- ESSENCIAL SERVICES COMMISSION, Gas distribution system code review of unaccounted for gas benchmarks, Dec 2012.
- ESSENCIAL SERVICES COMMISSION, Review of Gas Distribution Businesses Unaccounted for Gas, Jun 2013.
- GALLAGHER James E., Natural Gas Measurement Handbook, Gulf Publishing Company, 2006
- HARRIS Duane A., VP Sales and Support, Flow-Cal, Inc., Determining cost and Unaccounted For Gas Loss.

- LARA, A (diciembre de 2012) Memorias capacitación en medición de gas natural Pereira, Colombia
- MCDANIEL John, Rick Feldmann & ASSOCIATES, How to perform a lost & unaccounted-for gas program.
- MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO, Decreto 1471 de 2014, Por el cual se reorganiza el Subsistema Nacional de la Calidad y se modifica el Decreto 2269 de 1993.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Unidad de Planeación Minero Energética, Proyección de demanda de gas natural en Colombia, diciembre de 2011.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Unidad de Planeación Minero Energética, Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia, julio de 2010.
- NATIONAL GRID GAS TRANSMISSION, Unaccounted for Gas (UAG) Report, April 2014.
- NTC 3728, Gasoductos, líneas de transporte y distribución, primera actualización, Icontec, 2001
- NTC 3838, Gasoductos, presiones de operación permisibles para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles, segunda actualización, Icontec, 2003
- NTC 3949, Gasoductos Estaciones de regulación de presión para redes de transporte y distribución de gas combustible, Icontec, 2002
- NTC-ISO-IEC 17025, Requisitos generales de competencia de laboratorios de ensayo y calibración, Icontec, 2005
- NTC-ISO 10012-2003, Sistemas de gestión de la medición. Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición, Icontec, 2003.
- OIML D 10:2007, Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments, OIML, 2007
- OIML TC 3/SC: Surveillance of utility meters in service on the basis of sampling inspections OIML, 2005
- ORTIZ AFANADOR Juan Manuel, Memorias módulo fundamentos de transporte de gas – Medición de gas, - Especialización Ingeniería de gas - UIS, 2009
- US DEPARTMENT OF TRANSPORTATION, Research and Special Programs Administration, Office of Pipeline Safety, Guidance Manual for Operators of Small Natural Gas Systems, 2002.