

1. OBJETO:

Definir el ciclo de gestión de mediciones aplicable mediante el cual se asegura que los equipos y los procesos de medición que son requeridos para la prestación del servicio de transporte de gas natural son adecuados con respecto a los requisitos establecidos, gestionando el riesgo de que estos produzcan resultados de medición no conformes.

2. ALCANCE:

El presente procedimiento aplica para los puntos donde se transfiere gas entre TGI S.A. ESP y los Agentes abajo listados, con los cuales se dan relaciones técnicas y/o comerciales de transporte de gas, se realizan procesos para la medición de la cantidad de gas (volumen a condiciones estándar) y el análisis directo o la determinación indirecta de las especificaciones de calidad de gas, bajo la consideración de que a partir de dicho punto el Agente que recibe el gas asume la custodia de este:

- Productores-Comercializadores
- Distribuidores
- Usuarios No Regulados
- Almacenadores Independientes
- Usuarios Regulados atendidos por Comercializadores (no localizados en áreas de servicio exclusivo)
- Interconexiones Internacionales
- Otros Transportadores

3. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Ajuste: Conjunto de operaciones realizadas sobre un sistema de medida para que proporcione indicaciones prescritas, correspondientes a valores dados de la magnitud a medir. No debe confundirse el ajuste de un sistema de medida con su propia calibración, que es un requisito para el ajuste. Después de su ajuste, un sistema de medida debe ser calibrado nuevamente.

Aseguramiento metrológico: Conjunto de lineamientos de gestión y prácticas que se aplican de manera coordinada y sistemática para lograr el control metrológico de los equipos y procesos de medición empleados en el desarrollo de un producto o servicio. El aseguramiento metrológico está enlazado con el sistema de gestión de las mediciones y abarca los procesos de confirmación metrológica y validación, orientándose en la generación de confianza sobre los resultados de medición obtenidos.

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. Conviene no confundir la calibración con el ajuste de un sistema de medida, ni con una verificación de la calibración.

Error de medida: Diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia. El error puede expresarse en términos absolutos o relativos (dividiendo la diferencia entre el valor de referencia, usualmente expresando el resultado como porcentaje). El error tiene un signo característico (positivo o negativo), pudiendo ser cero.

Incertidumbre: Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza. La incertidumbre representa un intervalo, por lo que usualmente el valor de la estimación de incertidumbre se expresa antecedido del signo \pm

Proceso de medición: Conjunto de operaciones para determinar el valor de una magnitud.

Riesgo: El riesgo es el efecto de la incertidumbre, entendiendo la incertidumbre como el estado, incluso parcial, de deficiencia de información relacionada con la comprensión o conocimiento de un evento, su consecuencia o su probabilidad. Para propósitos de este manual el riesgo siempre se asocia con la posibilidad de consecuencias negativas y se caracteriza por referencia a eventos potenciales y consecuencias, o a una combinación de éstos.

Sistema de gestión de las mediciones: Conjunto de elementos interrelacionados, o que interactúan, necesarios para lograr la confirmación metrológica y el control continuo de los procesos de medición.

Validación: Verificación de que los requisitos especificados son adecuados para un uso previsto

Verificación: Aportación de evidencia objetiva de que un elemento dado satisface los requisitos especificados. No debe confundirse la verificación con la calibración.

4. DESARROLLO DE ACTIVIDADES:

TGI S.A. ESP en su rol de Transportador, y de conformidad con lo establecido en la Resolución **CREG 071 de 1999** (Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT) y las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan, aplica procedimientos técnicos de medición con referencia a normas nacionales e internacionales, emitidas por agremiaciones reconocidas en la regulación y la industria del gas.

Para asegurar que los equipos y los procesos de medición son adecuados con respecto a los requisitos establecidos y gestionar el riesgo de obtener resultados de medición incorrectos, TGI S.A. ESP tiene implementado un Sistema de Gestión de las Mediciones, basado en la Norma Técnica Colombiana **NTC-ISO 10012** "Sistemas de Gestión de la Medición. Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición", el cual opera en conjunto con su Sistema de Gestión Integrado (SGI) fundamentado en los lineamientos de las normas técnicas **ISO 9001, ISO 14001, ISO 50001** y **OHSAS 18001**.

Particularmente, en las estaciones para transferencia de custodia, TGI S.A. ESP aplica la Norma Técnica Colombiana **NTC 6167** "Medición de Transferencia de Custodia de Gas Natural en Gasoductos", la cual establece los requisitos, directrices y procedimientos de carácter técnico necesarios para el adecuado desarrollo de los procesos de medición de transferencia de custodia de gas natural en gasoductos. De conformidad con esta normativa, durante su ciclo de vida, los sistemas de medición de transferencia de custodia deben someterse a los siguientes procesos:

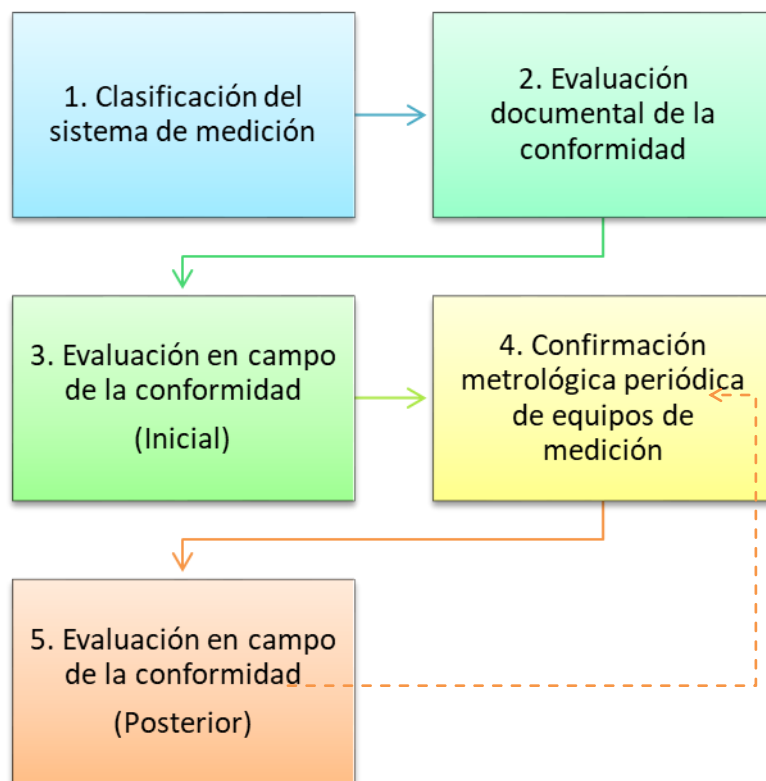
1. **Clasificación del sistema de medición:** Los sistemas de medición se clasifican en cuatro categorías: Clase A, B, C y D (**NTC 6167**); las cuales son determinadas por TGI S.A. ESP a partir de los Caudales Máximos Proyectados para la estación de transferencia de custodia. Cada clase de sistema de medición tiene asociado unos Errores Máximos Permisibles (EMP) característicos, aplicables a la medición del volumen a condiciones estándar y la determinación de la energía asociada al volumen medido. Los EMP aplicables son:

	CLASIFICACION DEL SISTEMA DE MEDICION			
	Clase A	Clase B	Clase C	Clase D
Caudal Máximo Proyectado a condiciones estándar	Mayor a 10000 m ³ /h (353,15 KPCH)	Mayor a 1000 m ³ /h (35,31 KPCH)	Mayor o igual a 280 m ³ /h (9,89 KPCH)	Menores a 280 m ³ /h (9,89 KPCH)
EMP en la medición de volumen a condiciones estándar	± 0,9%	± 1,5%	± 2,0%	± 3,0%
EMP en la determinación de la energía asociada al volumen medido	± 1,0%	± 2,0%	± 3,0%	± 4,0%

2. **Evaluación documental de la conformidad:** Este proceso se realiza al finalizar la fase de diseño de la estación de medición por parte del Agente (antes del aprovisionamiento, construcción e instalación del sistema de medición). Consiste en la verificación del cumplimiento de los requisitos aplicables (regulatorios, legales, contractuales, reglamentarios, técnicos, etc.) por parte de TGI S.A. ESP o un Organismo de Inspección Acreditado (**ISO/IEC 17020**) con base en planos, memorias de cálculo, documentos de ingeniería, fichas técnicas, certificados, etc. Como resultado se establece el grado de cumplimiento del diseño de la estación de medición con respecto a los requisitos aplicables a su clase, incluyendo la revisión de las especificaciones de los equipos y de los elementos mínimos requeridos, la validación de los certificados de materiales, equipos y accesorios para su uso en estaciones de gas natural y aplicaciones de transferencia de custodia (aprobación de modelo).
3. **Evaluación en campo de la conformidad (Inicial):** Este proceso se realiza al finalizar la construcción e instalación de la estación de medición (antes de la puesta en servicio e inicio del servicio de la estación). Consiste en la verificación del cumplimiento de los requisitos aplicables (regulatorios, legales, contractuales,

reglamentarios, técnicos, etc.) mediante actividades de inspección física realizadas por parte de TGI S.A. ESP o un Organismo de Inspección Acreditado (**ISO/IEC 17020**) orientadas a la obtención directa de evidencias en la estación de medición. Como resultado se establece el grado de conformidad de la estación de medición con respecto a los requisitos aplicables a su clase. TGI S.A. ESP solo aprobará la entrada en servicio de estaciones de medición que cumplan satisfactoria y totalmente los requisitos aplicables.

4. **Confirmación metrológica periódica de equipos de medición:** Consiste en la calibración y verificación de los equipos de medición que integran la estación de medición (medidores de gas, instrumentos asociados de presión, temperatura y calidad de gas, computador de flujo y dispositivos de telemetría), por parte de TGI S.A. ESP o de un Laboratorio de Calibración y Ensayos Acreditado (**ISO/IEC 17025**), con el objeto de confirmar que estos se encuentren operando dentro de los EMP especificados. La periodicidad para la realización de estas actividades se establece en los contratos de transporte y se basa en lo estipulado en la **NTC 6167**.
5. **Evaluación en campo de la conformidad (Posterior):** Un (1) año después de la entrada en servicio de la estación de medición y cada cinco (5) años, contados a partir de la realización de la entrada en servicio, TGI S.A. ESP o un Organismo de Inspección Acreditado (**ISO/IEC 17020**) realizarán actividades de inspección física orientadas a la obtención directa de evidencias en la estación de medición y su correspondiente verificación del cumplimiento de los requisitos aplicables (regulatorios, legales, contractuales, reglamentarios, técnicos, etc.). Como resultado se establece el grado de conformidad de la estación de medición con respecto a los requisitos definidos. TGI S.A. ESP solo aprobará la continuidad de la operación de estaciones de medición que cumplan satisfactoria y totalmente los requisitos aplicables.



Anexos:

- Anexo 1. Listado de referencias

Anexo 1. Listado de referencias

Listado de referencias correspondientes a requisitos regulatorios y legales

A continuación, se presenta el listado de referencias que contienen los requisitos regulatorios y legales aplicables a sistemas de medición de transferencia de custodia de gas natural, en cada caso se aplican las normas que los adicionan, modifican o sustituyen.

CREG 071 - 1999	Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural – RUT
Ley 142 de 1994	Ley de servicios públicos domiciliarios
Decreto 1074 de 2015	Decreto Unico Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo

Listado de referencias correspondientes a requisitos técnicos

A continuación, se presenta el listado de referencias que contienen los requisitos técnicos aplicables a sistemas de medición de transferencia de custodia de gas natural, en cada caso se aplica la edición vigente y/o las normas que los adicionen, modifiquen o sustituyan.

AGA Report No. 3 Pt 1	Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids, Part 1 - General Equations and Uncertainty Guidelines
AGA Report No. 3 Pt 2	Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids, Part 2 - Concentric, Square-edged Orifice Meters, Specifications and Installation Requirements
AGA Report No. 3 Pt 3	Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids, Part 3 - Natural Gas Applications
AGA Report No. 3 Pt 4	Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids, Part 4 - Background, Development Implementation Procedure
AGA Report No. 5	Natural Gas Energy Measurement
AGA Report No. 7	Measurement of Natural Gas by Turbine Meter
AGA Report No. 8 Pt 1	Thermodynamic Properties of Natural Gas and Related Gases, DETAIL and GROSS Equations of State
AGA Report No. 9	Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters
AGA Report No. 11	Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter
AGA XL1001	Classification of Locations for Electrical Installations in Gas Utility Areas
ANSI B109.1	Diaphragm-Type Gas Displacement Meters (Under 500 Cubic Feet Per Hour Capacity)
ANSI B109.2	Diaphragm-Type Gas Displacement Meters (500 Cubic Feet Per Hour Capacity and Over)
ANSI B109.3	Rotary-Type Gas Displacement Meters
API MPMS Chapter 14.1	Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfers
API MPMS Chapter 21.1	Electronic Gas Measurement
API RP 500	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2
API RP 551	Process Measurement
ASTM D1142	Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature
ASTM D1945	Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography
ASTM D3588	Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels
ASTM D4084	Standard Test Method for Analysis of Hydrogen Sulfide in Gaseous Fuels (Lead Acetate Reaction Rate Method)
ASTM D4468	Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry
ASTM D5454	Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers
ASTM D6228	Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Flame Photometric Detection
ASTM D7164	Standard Practice for On-line/At-line Heating Value Determination of Gaseous Fuels by Gas Chromatography

ASTM D7165	Standard Practice for Gas Chromatograph Based On-line/At-line Analysis for Sulfur Content of Gaseous Fuels
ASTM D7166	Standard Practice for Total Sulfur Analyzer Based On-line/At-line for Sulfur Content of Gaseous Fuels
ASTM D7607	Standard Test Method for Analysis of Oxygen in Gaseous Fuels (Electrochemical Sensor Method)
GPA 2145	Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to Natural Gas and Natural Gas Liquids Industries
GPA 2172	Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer
ISO 5167-1	Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full -- Part 1: General principles and requirements
ISO 17089-1	Measurement of fluid flow in closed conduits - Ultrasonic meters for gas -- Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement
ISO 15112	Natural gas -- Energy determination
NTC 3949	Gasoductos. Estaciones de regulación de presión para líneas de transporte y redes de distribución de gas combustible
NTC 3950	Medidores de gas tipo diafragma. Características físicas
NTC 4136	Medidores de gas tipo rotatorio
NTC 4554	Medidores de gas tipo diafragma con capacidad superior a 16 m ³ /h. Características físicas
NTC 5927	Medición de gas natural con medidores tipo turbina
NTC 6167	Medición de transferencia de custodia de gas natural en gasoductos
NTC-ISO 10012	Sistema de gestión de la medición. Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición
OIML R137	Gas meters