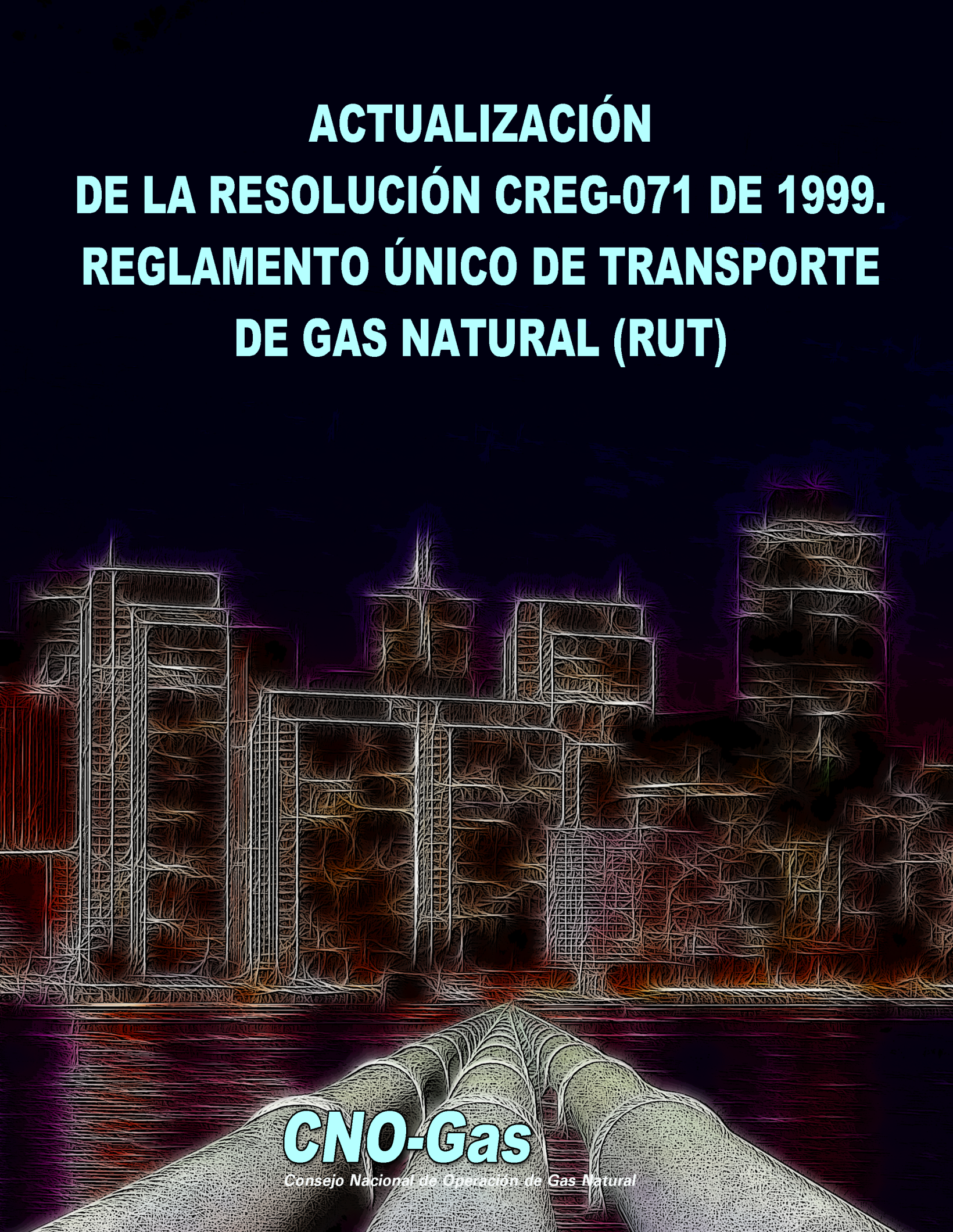


ACTUALIZACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG-071 DE 1999. REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (RUT)



CNO-Gas

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

Dirección:
Fredí López Sierra
Secretario técnico CNO-Gas

Revisión y actualización jurídica del RUT
Nora Palomo García
Asesora legal externa CNO-Gas

Edición y armada:
Azucena Martínez Alfonso

PRESENTACIÓN

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural –CNO-Gas–, con el objeto de facilitar la difusión y consulta de la Resolución CREG-071 de 1999, Reglamento Único de Transporte de Gas –RUT–, pone a disposición de los usuarios de su página web el texto actualizado con las diversas reformas parciales adoptadas con posterioridad al inicio de su vigencia mediante decisiones de la misma autoridad reguladora, el Gobierno Nacional y el Ministerio de Minas y Energía, que aplican a la actividad de transporte de gas en el sistema nacional.

Metodología

El trabajo adelantado buscó establecer en forma precisa el alcance de tales reformas en el RUT, su incorporación y vigencia, a través de la siguiente metodología:

- Recopilación de las disposiciones de carácter general expedidas a partir del 19 de enero de 2000 (fecha de inicio de vigencia del RUT: Diario Oficial 43.859 de 19 de enero de 2000), hasta el 31 de diciembre de 2013.
- Análisis crítico de tales normas, con el fin de establecer su alcance en relación con el RUT y su vigencia o derogatoria, teniendo en cuenta los siguientes criterios:
 - La revisión se efectuó sobre documentos que hacen relación a normas de carácter general que regulan aspectos contemplados en el RUT, y que estaban vigentes al 31 de diciembre de 2013. En este orden de ideas, no fueron considerados actos regulatorios de carácter particular ni, proyectos de resoluciones CREG que estaban sometidas a procesos de consulta pública, por no ser actos de carácter definitivo.
 - En relación con la derogatoria, se tuvo en cuenta la dispuesta en forma expresa por las respectivas disposiciones. En consecuencia, la actualización realizada no se ocupó de las derogatorias implícitas o tácitas, en el entendido que su ocurrencia o no debe establecerse por el operador jurídico de la norma.
 - La relación de las normas entre sí (concordancia interna), o con las incorporadas en otros documentos jurídicos (concordancia externa) se estableció e indicó en el aparte correspondiente.

Resolución CREG-071 de 1999 vs. Actualizaciones

Las páginas que contienen esta parte del documento están armadas en dos áreas, así:

- La que está hacia la izquierda corresponde a la Resolución CREG-071 de 1999. En esta aparecen en negro las disposiciones vigentes y en azul las que han sido modificadas o expresamente derogadas.
- En la que está hacia la derecha se presentan las normas que han sido incorporadas al Reglamento Único de Transporte (RUT) de Gas con posterioridad a su entrada en vigencia, y que adicionan, modifican o derogan alguna de las definiciones o aspectos del Anexo General.

RESOLUCIÓN CREG – 071 DE 1999

Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

Publicada en el Diario Oficial n.º 43.859 de enero 19 de 2000.

Notas de vigencia:

Modificada parcialmente Resolución CREG – 204 de 2013 “Por la cual se modifican los artículos 14 y 50 de la Resolución CREG – 089 de 2013”. Publicada en el Diario Oficial n.º 49.016 del 27 de diciembre de 2013.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 151 de 2013 “Por la cual se modifican los anexos 6 y 7 de la Resolución CREG – 089 de 2013”. Publicada en el Diario Oficial n.º 48966 del 6 de noviembre de 2013.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 126 de 2013 “Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural –RUT–, adoptado mediante Resolución CREG – 071 de 1999”. Publicada en el Diario Oficial n.º 48995 del 5 de diciembre de 2013.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 123 de 2013 “Por la cual se establece el reglamento de comercialización del servicio público de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural”. Publicada en el Diario Oficial n.º 48938 del 9 de octubre de 2013.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 089 DE 2013 “Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural”. Publicada en el Diario Oficial n.º 48.883 del 15 de agosto de 2013.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 078 DE 2013 “Por la cual se incorporan nuevas definiciones y se aclaran disposiciones del numeral 2.2.3 del RUT”. Publicada en el Diario Oficial n.º 48.868 del 31 de julio de 2013.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 171 de 2011 “Por la cual se modifica el numeral 2.1.1. del RUT”. Publicada en el Diario Oficial n.º 48.294 del 26 de diciembre de 2011.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 169 de 2011 “Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT”. Publicada en el Diario Oficial n.º 48.294 de 26 de diciembre de 2011.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 187 de 2009 “Por la cual se complementa el numeral 6.3. del RUT modificado por la Resolución 054 de 2007”. Publicada en el Diario Oficial n.º 47.578 del 30 de diciembre de 2009.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 131 de 2009 “Por la cual se modifica el numeral 6.3.2. del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, modificado mediante Resolución 054 de 2007”. Publicada en el Diario Oficial n.º 47.497 del 9 de octubre de 2009.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 077 de 2008 “Por la cual se modifica el numeral 4.6.2. del RUT y el literal i) y el artículo 2 de la Resolución 063 de 2000”. Publicada en el Diario Oficial n.º 47.323 de 17 de abril de 2009.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 154 de 2008 “Por la cual se modifican los numerales 4.5.1. y 4.5.2 del Anexo General de la Resolución CREG– 071 de 1999”. Publicada en el Diario Oficial n.º 47.201 del 12 de diciembre de 2008.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 041 de 2008 “Por la cual se modifica y complementa el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural –RUT–. Publicada en el Diario Oficial n.º 47.022 del 16 de junio de 2008.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 054 de 2007 “Por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte definidas en la Resolución CREG – 071 de 1999”. Publicada en el Diario Oficial n.º 46.701 del 26 de julio de 2007.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 014 de 2003 “Por la cual se modifican los numerales 4.5.1. y 4.5.2 de la Resolución CREG – 071 de 1999”. Publicada en el Diario Oficial n.º 45.132 del 19 de marzo de 2003.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 011 de 2003 “Por la cual se establecen los 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”. Publicada en el Diario Oficial n.º 45.118 del 6 de marzo de 2003.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 102 de 2001 “Por la cual se amplían plazos establecidos en el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT) y en la Resolución CREG – 028 de 2001”. Publicada en el Diario Oficial n.º 44.531 de agosto 25 de 2001.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 028 de 2001 “Por la cual se amplían y se fijan plazos establecidos en el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT)”. Publicada en el Diario Oficial n.º 44.349 de marzo 7 de 2001.

Modificada parcialmente Resolución CREG – 84 de 2000 “Por la cual se incluyen nuevas definiciones a la Resolución CREG – 071 de 1999”. Publicada en el Diario Oficial n.º 44.243 de noviembre 30 de 2000.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 de 1994 y 401 de 1997, los Decretos 1542 y 2253 de 1994 y 1175 de 1999 y,

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con lo establecido en el Artículo 14 de la Ley 142 de 1994, la actividad de transporte de gas natural es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas natural;

Que según el Artículo 3° de la Ley 401 de 1997, es función de la CREG establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte a través del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural;

Que la CREG estableció en la Resolución CREG-057 de 1996, las bases para desarrollar un Código de Transporte;

Que según lo dispuesto en el Artículo 28 de la Ley 142 de 1994 la construcción y operación de redes para el transporte y distribución de gas se regirán exclusivamente por esta Ley y por las normas sanitarias y municipales a las que se alude en los Artículos 25 y 26 de la misma Ley;

Que de acuerdo con el Artículo 67 de la Ley 142 de 1994, es competencia de los Ministerios, señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las Empresas de Servicio Público del sector, cuando la comisión respectiva haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida de la competencia;

Que de acuerdo con el Artículo 73 de la Ley 142 de 1994, es función de las Comisiones fijar normas de calidad a las que deben ceñirse las Empresas de Servicios Públicos, y determinar para cada bien o servicio público unidades de medida y de tiempo que deben utilizarse al definir el consumo;

Que según lo dispuesto en el Artículo 73 de la Ley 142 de 1994, corresponde a las Comisiones regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes prestan servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de posición dominante, y produzcan servicios de calidad;

Que de acuerdo con lo establecido en el Artículo 74 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia;

Que mediante el Decreto 1175 de 1999, por el cual se reestructuró la Empresa Colombiana de Gas –ECOGAS–, se suprimió el Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural –CTG–, creado por la Ley 401 de

1997, se derogaron las normas pertinentes a dicho Centro, y se dispuso que el Consejo Nacional de Operación cumplirá las funciones de asesoría en la forma como lo establezca el Reglamento Único de Transporte;

Que de acuerdo con lo establecido en el Artículo 978 del Código de Comercio, cuando la prestación de un servicio público está regulada por el Gobierno, las condiciones de los contratos deberán sujetarse a los respectivos reglamentos;

Que el Consejo Nacional de Operación en su reunión No. 86 acordó solicitarle a la CREG revisar las causales de redespacho, en especial las relacionadas con accidentes en Sistemas de Transporte de gas. Dicho acuerdo se formalizó mediante comunicación del Secretario Técnico del CNO, dirigida a la CREG el 16 de febrero de 1999;

Que de acuerdo con lo establecido en la Constitución Política, cuando de la aplicación de una norma expedida por motivo de utilidad pública o de interés social resultaren en conflicto los derechos de los particulares con la necesidad por ella reconocida, el interés privado deberá ceder al interés público o social;

Que la dinámica propia del Estado exige que la regulación se adecúe permanentemente a los cambios sociales y tecnológicos con el objeto de cumplir los fines inherentes del Estado;

Que la CREG ha efectuado un amplio análisis con la Industria y terceros interesados sobre los objetivos y contenido del Reglamento Único de Transporte;

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Adoptar el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT) contenido en el Anexo General de la presente resolución.

ARTÍCULO 2°.- Mediante Resolución posterior la CREG definirá, entre otros aspectos, la regulación del servicio de Almacenamiento, el manejo de las restricciones de transporte y el tratamiento regulatorio del Empaquetamiento.

ARTÍCULO 3°.- Vigencia. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Santa Fe de Bogotá, D. C., el día 03 de diciembre de 1999.

FELIPE RIVEIRA HERRERA
Viceministro de Energía
Delegado por el Ministro de Minas y Energía

JOSÉ CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo

ANEXO GENERAL**REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR REDES (RUT)****TABLA DE CONTENIDO**

1. PRINCIPIOS GENERALES	13
1.1 DEFINICIONES	13
1.2 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	33
1.2.1 Objetivos	33
1.2.2 Alcance	34
1.3 SEGUIMIENTO Y MODIFICACIÓN DEL RUT	35
1.4 CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL	36
1.5 ÁMBITO DE APLICACIÓN Y VIGENCIA	37
2. ACCESO Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE	37
2.1 ACCESO AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE Y SUS SERVICIOS	37
2.1.1 <i>Compromiso de Acceso</i>	37
2.1.2 <i>Imposición de Acceso a los Sistemas de Transporte</i>	39
2.1.3 <i>Acceso a Gasoductos Dedicados</i>	39
2.2 PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE	40
2.2.1 <i>Asignación de Capacidad Disponible Primaria</i>	40
2.2.1.1 <i>Respuesta a la solicitud de servicio</i>	40
2.2.2 <i>Desvíos</i>	41
2.2.3 <i>Contratos de Servicio de Transporte</i>	45
2.3 SERVICIO DE ALMACENAMIENTO	46
2.4 BOLETÍN ELECTRÓNICO DE OPERACIONES –BEO–	46
2.5 MERCADO SECUNDARIO BILATERAL DE TRANSPORTE Y SUMINISTRO DE GAS	47
2.5.1 <i>Liberación de Capacidad Firme</i>	48
2.5.2 <i>Liberación de Derechos de Suministro de Gas</i>	49
3. CONEXIONES	49
3.1 RESPONSABILIDAD Y PROPIEDAD DE LA CONEXIÓN, Y DE LOS PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA	49
3.2 SOLICITUD DE COTIZACIÓN DE CONEXIONES, PUNTOS DE SALIDA Y PUNTOS DE ENTRADA	53
3.3 CONDICIONES DE CONEXIÓN A PUNTOS DE SALIDA	56
3.4 CONEXIONES A PUNTOS DE SALIDA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE	57
3.5 CONEXIONES A PUNTOS DE ENTRADA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE	57

3.6 COSTOS MÁXIMOS DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA	57
4. CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	58
4.1 RESPONSABILIDAD DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA	58
4.2 CENTROS PRINCIPALES DE CONTROL	59
4.3 MANUAL DE INFORMACIÓN Y PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES Y COMERCIALES DEL TRANSPORTADOR –MANUAL DEL TRANSPORTADOR–	60
4.4 REGISTRO DE INTERRUPCIONES	61
4.4.1 <i>Estadísticas de Interrupciones</i>	61
4.4.2 <i>Clasificación de las Interrupciones del Servicio</i>	61
4.4.3 <i>Indicadores de Calidad del Servicio</i>	61
4.4.4 <i>Retiro de activos en servicio</i>	62
4.5 NOMINACIONES	62
4.5.1 <i>Ciclo de Nominación de Transporte</i>	62
4.5.1.1 <i>Verificación de información de la Nominación</i>	64
4.5.1.2 <i>Confirmaciones</i>	64
4.5.1.3 <i>Renominaciones de transporte</i>	64
4.5.1.4 <i>Formato para las Nominaciones, Renominaciones y Confirmaciones</i>	65
4.5.2 <i>Nominación de Suministro de Gas</i>	65
4.5.2.1 <i>Verificación de información de la Nominación</i>	67
4.5.2.2 <i>Renominaciones de suministro</i>	67
4.6 OPERACIÓN DEL SISTEMA	68
4.6.1 <i>Obligación de Mantener la Estabilidad Operacional del Sistema de Transporte</i>	68
4.6.2 <i>Órdenes Operacionales</i>	68
4.6.3 <i>Obligaciones del Remitente</i>	69
4.6.4 <i>Acuerdos de Balance</i>	69
4.6.5 <i>Cuenta de Balance de Energía</i>	70
4.6.6 <i>Rango de Tolerancia</i>	70
4.7 INCUMPLIMIENTO Y COMPENSACIONES	71
4.7.1 <i>Compensaciones por Variaciones de Entrada y Salida</i>	71
4.8 RESTRICCIONES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	73
4.9 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE GAS DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE	73
4.9.1 <i>Asignación de Pérdidas de Gas</i>	74
4.10 CUSTODIA Y TÍTULO SOBRE EL GAS	74
4.11 OFICINA DE ATENCIÓN DE EMERGENCIAS	75
5. MEDICIÓN Y FACTURACIÓN	75
5.1 MEDICIÓN	75
5.2 MEDICIÓN Y ASIGNACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA EN PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA	76
5.2.1 <i>Medición de Cantidades de Energía y Calidad del Gas en Puntos de Entrada</i>	76
5.2.2 <i>Asignación de Cantidades de Energía en Puntos de Entrada</i>	76

5.2.3	<i>Determinación de Cantidades de Energía y Calidad del Gas en Puntos de Salida</i>	76
5.3	MEDICIÓN VOLUMÉTRICA	77
5.3.1	<i>Sistema de Medición</i>	78
5.3.2	<i>Propiedad del Sistema de Medición</i>	79
5.3.3	<i>Instalación, Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Medición</i>	79
5.3.4	<i>Reparación y Reposición del Sistema de Medición</i>	79
5.3.5	<i>Equipo de Verificación de Medición</i>	80
5.4	MEDICIÓN DE OTRAS VARIABLES	80
5.4.1	<i>Determinación de la Temperatura de Flujo</i>	81
5.4.2	<i>Determinación de la Presión de Flujo</i>	81
5.4.3	<i>Determinación de la Supercompresibilidad del Gas</i>	81
5.4.4	<i>Determinación de la Gravedad Específica del Gas</i>	81
5.4.5	<i>Determinación del Poder Calorífico</i>	82
5.4.6	<i>Equivalencia Energética del Gas Natural</i>	82
5.5	PRECISIÓN, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN	82
5.5.1	<i>Márgenes de Error en la Medición</i>	82
5.5.2	<i>Fraudes a la Conexión o al Equipo de Medición</i>	84
5.5.3	<i>Calibración de Equipos de Medición</i>	84
5.5.3.1	<i>Primera calibración</i>	84
5.5.3.2	<i>Verificación de la calibración</i>	85
5.5.4	<i>Acceso a los Sistemas de Medición</i>	85
5.5.5	<i>Registros de Medición</i>	86
5.5.6	<i>Control de Entregas y Recepciones</i>	86
5.6	OBLIGACIONES DE LOS AGENTES Y TRANSPORTADORES	86
5.6.1	<i>Obligaciones del Transportador</i>	86
5.6.2	<i>Obligaciones del Agente</i>	88
5.7	FACTURACIÓN	89
5.8	RECONCILIACIONES	90
5.9	INSALVABLES RESTRICCIONES O GRAVE EMERGENCIA	90
6.	ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS APLICABLES	91
6.1	CUMPLIMIENTO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	91
6.2	RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS SOBRE NORMAS TÉCNICAS	92
6.3	CALIDAD DEL GAS	93
6.3.1	<i>Punto de Rocío de Hidrocarburos</i>	94
6.3.2	<i>Verificación de la calidad</i>	95
6.3.3	<i>Cumplimiento de las especificaciones de CO₂</i>	95
6.3.4	<i>Entrega de gas natural por fuera de las especificaciones establecidas</i>	95
6.4	EXPEDICIÓN DE NORMAS TÉCNICAS Y DE SEGURIDAD	98

1. PRINCIPIOS GENERALES

1.1. DEFINICIONES

Para efectos del presente RUT y, en general, para interpretar las disposiciones sobre el Servicio de Transporte de Gas Natural por el Sistema Nacional de Transporte, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones, además de las contenidas en la Ley 142 de 1994:

ACCESO AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL: Es la utilización de los Sistemas de Transporte de Gas Natural mediante el pago de los cargos correspondientes, con los derechos y deberes que establece el Reglamento Único de Transporte y las normas complementarias a este.

ACCESO FÍSICO AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL: Es la conexión por parte de productores-comercializadores, transportadores, comercializadores, usuarios no regulados, usuarios regulados atendidos a través de un distribuidor-comercializador, y en general de cualquier Agente a los gasoductos de transporte de gas combustible, con los derechos y deberes establecidos en la presente resolución.

Resolución CREG-169 de 2011, art. 2°.

ACUERDO DE BALANCE: Acuerdos comerciales celebrados entre dos Agentes, dirigidos a atender Desbalances.

ACUERDO OPERATIVO: Decisiones sobre los aspectos técnicos del SNT, tendientes a lograr una operación segura, económica y confiable.

Decreto 2100 de 2011, art. 2°.

ACUERDO OPERATIVO DE BALANCE: Acuerdo de Balance de carácter operativo celebrado entre el Productor-Comercializador y el Transportador o entre transportadores.

AGENTES OPERACIONALES: Personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son agentes los productores-comercializadores, los comercializadores, los distribuidores, los transportadores, los usuarios no regulados y los almacenadores independientes. Para los efectos de este decreto el Comercializador de GNCV es un Agente Operacional.

Decreto 2100 de T2011, art. 2°.

AGENTES OPERACIONALES O AGENTES: Personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de Gas Natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son Agentes los Productores-comercializadores, los Comercializadores, los Distribuidores, los Transportadores, los Usuarios No Regulados y los Almacenadores Independientes.

Resolución CREG-071 de 1999, art. 1.1.

ALMACENADOR: participante del mercado que presta el servicio de almacenamiento, entendido servicio de almacenamiento en los términos del numeral 2.3 del RUT. Su participación en el mercado mayorista de gas natural será objeto de regulación aparte.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

BOLETÍN ELECTRÓNICO CENTRAL, BEC: Página web en la que el gestor del mercado despliega información transaccional y operativa que haya sido recopilada, verificada y publicada conforme a los lineamientos de la presente Resolución. Es también una herramienta que permite a participantes del mercado intercambiar información para la compra y venta de gas natural y de capacidad de transporte de gas natural, con el propósito de facilitar las negociaciones en el mercado de gas natural y de dotar de publicidad y transparencia a dicho mercado.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

NOTA: entrará en operación una vez el gestor del mercado mayorista de gas inicie sus operaciones.

Concordancia: *Resolución CREG-089 de 2013. Título II.*

BOLETÍN ELECTRÓNICO DE OPERACIONES –BEO–: Página web de libre acceso, que despliega información comercial y operacional relacionada con los servicios de un Transportador, en la cual se incluyen los cargos regulados y los convenidos entre agentes por servicios de transporte, el Ciclo de Nominación, el Programa de Transporte, las ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, las Cuentas de Balance de Energía y demás información que establezca el RUT.

CALIDAD DEL GAS: Especificaciones y estándares del Gas Natural adoptados por la CREG en el presente Reglamento, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

CANTIDAD DE ENERGÍA: Cantidad de gas medida en un Punto de Entrada o en un Punto de Salida de un Sistema de Transporte, expresado en Mbtu (Millones

de unidades térmicas británicas) o su equivalente en el Sistema Internacional de Unidades.

CANTIDAD DE ENERGÍA AUTORIZADA: Cantidad de Energía que el Centro Principal de Control (CPC) acepta que se transporte durante el Día de Gas por un Sistema de Transporte.

CANTIDAD DE ENERGÍA CONFIRMADA: Cantidad de Energía que el Remitente confirma que requiere transportar durante el Día de Gas por un Sistema de Transporte, ante el respectivo Centro Principal de Control (CPC).

CANTIDAD DE ENERGÍA ENTREGADA: Cantidad de Energía que el remitente entrega en el Punto de Entrada de un Sistema de Transporte durante el Día de Gas.

CANTIDAD DE ENERGÍA NOMINADA: Cantidad de Energía que el Remitente proyecta entregar en el Punto de Entrada y tomar en el Punto de Salida de un Sistema de Transporte durante el Día de Gas y que consigna en la Nominación correspondiente.

CANTIDAD DE ENERGÍA TOMADA: Cantidad de Energía que el Remitente toma en el Punto de Salida de un Sistema de Transporte durante el Día de Gas.

CAPACIDAD CONTRATADA: Capacidad de transporte de Gas Natural que el Remitente contrata con el Transportador para el Servicio de Transporte expresada en miles de pies cúbicos estándar por día (KPCD) o en sus unidades equivalentes en el Sistema Internacional de Unidades.

CAPACIDAD DISPONIBLE PRIMARIA: es aquella capacidad de que dispone el transportador y que de acuerdo con los contratos suscritos no está comprometida como capacidad firme. Se determinará de conformidad con lo señalado en el artículo 4° de esta Resolución.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

CAPACIDAD DISPONIBLE PRIMARIA: Es aquella capacidad que dispone el Transportador y que de acuerdo con los contratos suscritos no está comprometida como Capacidad Firme.

Resolución CREG-071 de 1999. Derogada por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 12.

CAPACIDAD DISPONIBLE SECUNDARIA: es aquella capacidad firme que el remitente puede ceder o vender. La cesión podrá estar supeditada a la aprobación por parte del transportador correspondiente.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

CAPACIDAD DISPONIBLE SECUNDARIA: Es aquella Capacidad Firme que el Remitente no proyecte utilizar y que de acuerdo con los derechos otorgados por el contrato de transporte suscrito puede ceder o vender a Remitentes Reemplazantes. Resolución CREG-071 de 1999. Derogada por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 12.

CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEMANDADA (CTD): Corresponde a la capacidad máxima de transporte que proyecta utilizar el Remitente Potencial para efectos de atender sus necesidades de consumo de gas natural.

Resolución CREG-169 de 2011, art. 2°.

CAPACIDAD FIRME: capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos firmes, contratos de transporte con firmeza condicionada, contratos de opción de compra de transporte o contratos de transporte de contingencia.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

CAPACIDAD FIRME: Capacidad que de acuerdo con los contratos suscritos no es interrumpible por parte del Transportador, salvo en casos de emergencia o de fuerza mayor.

Resolución CREG-071 de 1999. Derogada por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 12.

CAPACIDAD FUTURA: Es aquella capacidad producto de ampliaciones de la capacidad de transporte de los gasoductos.

CAPACIDAD INTERRUPTIBLE: capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos con interrupciones.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

CAPACIDAD INTERRUPTIBLE: capacidad contratada que de acuerdo con los contratos suscritos prevé y permite interrupciones por parte del Transportador mediante el correspondiente aviso al Remitente.

Resolución CREG-071 de 1999. Derogada por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 12.

CAPACIDAD LIBERADA: Es la Capacidad Disponible Secundaria que el Remitente ha cedido o revendido a Remitentes Reemplazantes.

Derogada por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 12.

CAPACIDAD MÁXIMA DEL GASODUCTO: Capacidad máxima de transporte diario de un gasoducto definida por el Transportador, calculada con modelos de dinámica de flujo de gas utilizando una presión de entrada de 1.200 psia, las presiones

para los diferentes puntos de salida del mismo y los parámetros específicos del fluido y del gasoducto.

CAPACIDAD PROGRAMADA: Capacidad de transporte de un gasoducto que se ha previsto utilizar horariamente en el Programa de Transporte elaborado por cada CPC para el siguiente Día de Gas con base en el Ciclo de Nominación de transporte.

CARGO POR CONEXIÓN A UN SISTEMA DE TRANSPORTE: Es el cargo que debe pagar un Agente al Transportador o a un tercero, por los costos de la conexión.

CENTROS PRINCIPALES DE CONTROL, CPC: Centros pertenecientes a los diferentes gasoductos (sistemas de transporte) que hagan parte del sistema nacional de transporte, SNT, encargados de adelantar los procesos definidos en el RUT.

Resolución CREG-123 de 2013, art. 3°.

CENTROS PRINCIPALES DE CONTROL (CPC): Centros pertenecientes a los diferentes gasoductos (Sistemas de Transporte) que hagan parte del Sistema Nacional de Transporte, encargados de adelantar los procesos operacionales, comerciales y demás definidos en el RUT.

Resolución CREG-071 de 1999, art. 1.1.

CICLO DE NOMINACIÓN DE TRANSPORTE: Proceso que se inicia con la solicitud de servicios de transporte realizada por un Remitente al CPC respectivo, con respecto a la Cantidad de Energía y el poder calorífico del gas que va a entregar en el Punto de Entrada o a tomar en el Punto de salida de un Sistema de Transporte en un Día de Gas y que termina con la Confirmación de la solicitud.

CICLO DE NOMINACIÓN DE SUMINISTRO DE GAS: Proceso que se inicia con la solicitud de servicios de suministro de gas realizada por un Remitente al Productor-Comercializador o Comercializador respectivo y que termina con la Confirmación de la solicitud.

COMERCIALIZACIÓN: actividad consistente en la compra de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y/o en el mercado secundario y su venta con destino a otras operaciones en dichos mercados, o a los usuarios finales. En el caso de la venta a los usuarios finales también incluye la intermediación comercial de la distribución de gas natural.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE: Actividad de compra, venta o suministro de gas combustible a título oneroso.

Derogada por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 12.

COMERCIALIZADOR: participante del mercado que desarrolla la actividad de comercialización. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de 1996, el comercializador no podrá tener interés económico en productores-comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Las empresas de servicios públicos que tengan dentro de su objeto la comercialización tendrán la calidad de comercializadores.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

COMERCIALIZADOR: Persona jurídica cuya actividad es la comercialización de gas combustible.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 12.

COMISIÓN O CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas, organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con las Leyes 142 y 143 de 1994.

Computador de Flujo o Unidad Correctora de Volumen: Es un elemento terciario del Sistema de Medición que recibe las señales de salida, proveniente(s) del (de los) dispositivo(s) de medición de flujo, o de otro computador de flujo y/o de los instrumentos de medida asociados, transformándolas y debe almacenar los resultados de los datos de medición en la memoria como mínimo por 40 días para que sean usados.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 1°.

CONDICIONES ESTÁNDAR: Definen el pie (metro) cúbico estándar como el volumen de gas, real y seco (que cumpla las especificaciones del RUT, en cuanto a concentración de vapor de agua) contenido en un pie (metro) cúbico a una presión absoluta de 14.65 psi (1.01 bar absoluto), y a una temperatura de 60° F (15.56 oC). A estas condiciones se referirán los volúmenes y todas las propiedades volumétricas del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte.

Los documentos, comunicaciones, etc., relacionados con el negocio del transporte de gas natural, donde se hable de condiciones estándar, éstas deberán entenderse como presión absoluta de 14.65 psi y temperatura de 60 oF (1.01 bar absoluto y 15.56 oC). Cualquiera otra condición debe ser indicada explícitamente.

Resolución CREG-041 de 2008, art. 1.

CONDICIONES ESTÁNDAR: Definen el pie cúbico estándar como el volumen de gas contenido en un pie cúbico a una presión de 14.65 Psia, y a una temperatura de 60° F. A estas condiciones se referirán los volúmenes y el poder calorífico del

gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte.

Resolución CREG-071 de 1999.

CONEXIÓN: Tramo de gasoducto que permite conectar al Sistema Nacional de Transporte, desde los Puntos de Entrada o Puntos de Salida, las Estaciones para Transferencia de Custodia.

Resolución CREG-041 de 2008, art. 1.

CONEXIÓN: Conjunto de bienes que permiten conectar al Sistema Nacional de Transporte un Productor-comercializador, un Distribuidor, un Usuario No Regulado, un Sistema de Almacenamiento, o cualquier Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador.

Resolución CREG-071 de 1999.

CONFIRMACIÓN: Proceso por el cual el Remitente en respuesta a la Nominación Autorizada por el CPC, confirma la Cantidad de Energía que debe entregar al Sistema de Transporte y tomar del mismo.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL –CNO–: Cuerpo asesor creado por la Ley 401 de 1997, que cumple las funciones de Asesoría en la forma como lo establece el presente Reglamento y cuyo principal objetivo es hacer las recomendaciones necesarias para asegurar el cumplimiento de los objetivos establecidos en el RUT.

CONTRATO CON INTERRUPCIONES, CI: Contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

CONTRATO DE CONEXIÓN AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE: Acuerdo de voluntades suscrito por las partes interesadas, mediante el cual se pactan las relaciones técnicas, administrativas y comerciales de las conexiones al Sistema Nacional de Transporte, e incluye el pago de un Cargo por Conexión.

CONTRATO DE OPCIÓN DE COMPRA DE TRANSPORTE, OCT: Contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

CONTRATO DE SUMINISTRO DE CONTINGENCIA, CSC: contrato escrito en el que un participante del mercado garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio. El suministro de gas natural desde la fuente alterna y mediante esta modalidad contractual sólo se realizará durante el período en que se presente el mencionado impedimento para la prestación del servicio.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

CONTRATO DE TRANSPORTE CON FIRMEZA CONDICIONADA, CFCT: contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

CONTRATO DE TRANSPORTE DE CONTINGENCIA, CTC: contrato escrito en el que un transportador garantiza el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

CONTRATO DE TRANSPORTE O CONTRATO: Acuerdo de voluntades que se suscribe entre un Transportador y un Remitente para la prestación del Servicio de Transporte de Gas, sometido a la regulación que expida la CREG, a las normas pertinentes de la Ley 142 de 1994 y del Derecho Privado.

CONTRATO FIRME O QUE GARANTIZA FIRMEZA, CF: contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

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.

DERECHOS DE SUMINISTRO DE GAS: Es la cantidad de gas contratada que otorga al comprador o al consumidor titularidad sobre la misma.

DESBALANCE DE ENERGÍA: Se define como la diferencia entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente en un Día de Gas.

DESVÍO: Es un cambio en los Puntos de Entrada y/o en los Puntos de Salida con respecto al origen y/o destinación inicial o primaria especificada en el Contrato de

Transporte. Esto es, cuando un Remitente solicita, que se lleve su gas de Puntos de Entrada y/o de Salida diferentes a los especificados en su Contrato.

DÍA DE GAS: día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas, durante el cual se efectúa el suministro y el transporte de gas.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

DÍA DE GAS: Día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 horas hasta las 24:00 horas, durante el cual se efectúa el suministro y el transporte de gas.

Resolución CREG-071 de 1999, art. 1°.

Día D-1: día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas del día calendario anterior al día de gas.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

DISTRIBUIDOR DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA: Persona jurídica que presta el servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

EMPAQUETAMIENTO: Operación de almacenamiento de gas en gasoductos mediante variaciones de presión de operación, permitiendo modificar transitoriamente la capacidad de transporte de un gasoducto.

EQUIPO DE TELEMETRÍA: Elemento del Sistema de Medición utilizado para la transmisión de datos de forma remota, con equipos eléctricos o electrónicos para detectar, acumular y procesar datos físicos en las Estaciones para Transferencia de Custodia; para después transmitirlos al CPC.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 1°.

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

Resolución CREG-041 de 2008, art. 2.

ESTACIONES DE SALIDA: conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la determinación del volumen y la energía del gas, que interconectan el Sistema Nacional de Transporte con un Distribuidor, un Usuario No Regulado, un Sistema de Almacenamiento o cualquier Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador. El Agente que se bene-

ficie de los servicios de dicha Estación será el responsable de construir, operar y mantener la Estación.

Resolución CREG-041 de 2008, art. 2.

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

Resolución CREG-041 de 2008, art. 2.

ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA: son aquellas instaladas en los puntos de transferencia de custodia y cuyos equipos e instrumentos de medición deben cumplir con las normas colombianas o, en su defecto, con las de AGA o ANSI, establecidas para la fabricación, instalación, operación y mantenimiento de los equipos e instrumentos. Estas estaciones pueden ser de Entrada, de Salida o Entre Transportadores.

Resolución CREG-041 de 2008, art. 2.

ESTADO DE EMERGENCIA: Situación en la cual un gasoducto o tramo de gasoducto, como consecuencia de eventos imprevistos durante su operación, puede afectar la seguridad pública y el medio ambiente.

EVENTOS DE FUERZA MAYOR, CASO FORTUITO O CAUSA EXTRAÑA: eventos que de acuerdo con los artículos 64 del Código Civil y 992 del Código de Comercio, o aquellos que los modifiquen o sustituyan, eximen de la responsabilidad por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si el mismo se deriva de ellos. Dichos eventos deben ser imprevistos, irresistibles y sin culpa de quien invoca la causa eximente de responsabilidad.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

EVENTOS EXIMENTES DE RESPONSABILIDAD: eventos taxativamente establecidos en la presente Resolución, distintos a los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, que eximen de responsabilidad a los participantes del mercado por incumplimiento parcial o total de obligaciones contractuales, si éste se deriva de ellos, por estar razonablemente fuera de control de la parte que lo alega pese a la oportuna diligencia y cuidado debidos por dicha parte para prevenir o impedir su acaecimiento o los efectos del mismo. Las interrupciones por mantenimientos o labores programadas se considerarán eventos eximentes de responsabilidad, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

GAS NATURAL O GAS: Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. El Gas Natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas en este RUT, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

GPRS: Servicio General de Paquetes vía Radio.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 1º.

GASODUCTO DEDICADO: Conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica que permite la conducción del gas de manera independiente y exclusiva, y que no se utiliza para prestar servicios de transporte a terceros.

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

INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL DE GAS NATURAL: gasoducto o grupo de gasoductos dedicados exclusivamente a los Intercambios Comerciales Internacionales de Gas, que puede estar o no, conectada físicamente al SNT y que no hace parte de dicho Sistema.

Decreto 2100 de 2011, art. 2.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES: Gasoducto o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva a la importación o exportación de Gas Natural.

LIBERACIÓN DE CAPACIDAD: Acto mediante el cual los Remitentes venden o ceden Capacidad Firme a título oneroso, parcial o totalmente, temporal o permanentemente, a otro Remitente siempre que sea técnicamente posible.

Derogada por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 12.

MANUAL DEL TRANSPORTADOR: Documento que contiene la información y los procedimientos comerciales y operacionales más relevantes utilizados por cada Transportador.

MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL: conjunto de transacciones de compra-venta de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y en el mercado secundario. También comprende las transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios finales. Estas transacciones se harán con sujeción al reglamento de operación de gas natural.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3º.

MERCADO MINORISTA DE GAS NATURAL: conjunto de transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios finales.

Resolución CREG-123 de 2013, art. 3.

MERCADO PRIMARIO: es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

MERCADO SECUNDARIO: mercado donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas y/o con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado, en los términos de esta Resolución.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

MERCADO SECUNDARIO: Es el mercado de gas natural y de capacidad de transporte donde los Remitentes con Capacidad Disponible Secundaria y/o Agentes con Derechos de Suministro de Gas pueden comercializar libremente sus derechos contractuales.

Resolución CREG-071 de 1999, art. 1°.

NOMINACIÓN DE SERVICIO DE TRANSPORTE: Es la solicitud diaria del servicio para el siguiente Día de Gas, presentada por el Remitente, al CPC respectivo, que especifica la Cantidad de Energía a transportar horariamente, o diariamente en el caso de Distribuidores; el poder calorífico del gas; así como los Puntos de Entrada y Salida. Esta solicitud es la base para elaborar el Programa de Transporte.

NOMINACIÓN DE SUMINISTRO DE GAS: Es la solicitud diaria de suministro de gas para el siguiente Día de Gas, presentada por el Remitente al Productor-Comercializador o al Comercializador respectivo, que especifica la Cantidad de Energía a entregar horariamente, o diariamente en el caso de Distribuidores.

NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN DEL USUARIO o NIU: se refiere al número de identificación que el transportador y/o distribuidor asigna a cada uno de los usuarios conectados a su sistema.

Resolución CREG-123 de 2013, art. 3°.

OFERTA DE CANTIDADES IMPORTADAS DISPONIBLES PARA LA VENTA EN FIRME, OFERTA DE CIDVF: cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en

GBTUD, por punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, que un comercializador de gas importado está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades de contrato firme, contrato de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. Deberá ser igual o inferior a la cantidad importada disponible para la venta, CIDV, declarada según lo señalado en el Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

OFERTA DE PRODUCCIÓN TOTAL DISPONIBLE PARA LA VENTA EN FIRME, OFERTA DE PTDFV: cantidad diaria promedio mes de gas natural, expresada en GBTUD, por campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, que un productor-comercializador está dispuesto a ofrecer bajo las modalidades de contrato firme, contrato de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas. Deberá ser igual o inferior a la producción total disponible para la venta, PTDFV, declarada según lo señalado en el Decreto 2100 de 2011 o aquel que lo modifique o sustituya.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

OPERADOR DE RED –OR–: Es la persona encargada de la administración, operación y mantenimiento de un gasoducto o grupo de gasoductos cuyos activos pueden ser de su propiedad o de terceros. El Operador de Red puede o no, ser un Transportador.

Resolución CREG-084 de 2000, art. 1°.

PARTICIPANTES DEL MERCADO: personas jurídicas entre las cuales se dan las relaciones operativas y/o comerciales de compra, venta, cesión, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son participantes los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los procesadores de gas en el SNT, los transportadores, los distribuidores, los comercializadores, los almacenadores y los usuarios no regulados.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

PRESTADOR DEL SERVICIO DE TRANSPORTE O TRANSPORTADOR: Se considerarán como tales, las personas de que trata el Título 1° de la Ley 142 de 1994 que realicen la actividad de Transporte de Gas desde un Punto de Entrada hasta un Punto de Salida del Sistema Nacional de Transporte y que reúnen las siguientes condiciones, de acuerdo con la Regulación de la CREG:

- a) Capacidad de decisión sobre el libre acceso a un Sistema de Transporte siempre y cuando dicho acceso sea técnicamente posible; y
- b) Que realice la venta del Servicio de Transporte a cualquier Agente mediante Contratos de transporte.

PROCESADOR DE GAS EN EL SNT: participante del mercado que toma gas natural en un punto de salida del SNT dentro de las condiciones de calidad establecidas en el RUT, le extrae componentes e inyecta el gas natural residual al SNT dentro de las condiciones de calidad señaladas en el RUT. Su participación en el mercado mayorista de gas natural será objeto de regulación aparte.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

PROCESO ÚSELO O VÉNDALO DE CORTO PLAZO: mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados el gas natural y/o la capacidad de transporte que hayan sido contratados en el mercado primario y no hayan sido nominados para el siguiente día de gas.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

PROCESO ÚSELO O VÉNDALO DE LARGO PLAZO: mecanismo por medio del cual se pone a disposición de los interesados la capacidad de transporte que haya sido contratada en el mercado primario y cuyo uso no se prevea en los términos de esta Resolución.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

PRODUCTOR-COMERCIALIZADOR: es el productor de gas natural que vende gas en el mercado primario, con entrega al comprador en el campo, en un punto de entrada al SNT o en un punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. Puede comprar gas en el mercado secundario, sin ser considerado un comercializador. El productor-comercializador no podrá realizar transacciones de intermediación comercial de la compra de gas natural y su venta a usuarios finales. En adición a lo dispuesto en la Resolución CREG 057 de 1996, el productor-comercializador no podrá tener interés económico en comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

PRODUCTOR DE GAS NATURAL: Es quien extrae o produce Gas Natural conforme a la legislación vigente. Cuando el Productor vende gas a un Agente diferente del asociado, es un Comercializador.

PROGRAMA DE TRANSPORTE: Es la programación horaria para el transporte de Cantidades de Energía, elaborada diariamente por un CPC, de acuerdo con las Nominaciones de los Remitentes y la factibilidad técnica de transporte de los gasoductos respectivos.

PUERTA DE CIUDAD: Estación reguladora de la cual se desprenden redes que conforman total o parcialmente un Sistema de Distribución y a partir de la cual el Distribuidor asume la custodia del gas.

PUNTO DE ENTRADA: punto en el cual se inyecta el gas al Sistema de Transporte desde la Conexión del respectivo Agente. El Punto de Entrada incluye la válvula de conexión y la “T” u otro accesorio de derivación.

Resolución CREG-041 de 2008, art. 1.

PUNTO DE ENTRADA: Punto en el cual el Remitente entrega físicamente Gas Natural al Sistema Nacional de Transporte y el Transportador asume la custodia del gas. El Punto de Entrada incluye la válvula de conexión y la “T” u otro accesorio de derivación.

Resolución CREG-071 de 1999.

PUNTO DE INICIO DEL SERVICIO: punto del sistema nacional de transporte en el cual se inicia la prestación del servicio de transporte de gas. Puede ser un punto de entrada, un punto de transferencia entre dos transportadores o un punto intermedio en el respectivo sistema de transporte. Este último punto deberá corresponder al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

Resolución CREG-078 de 2013, art. 1°.

PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBUROS: es la temperatura a la cual empieza a aparecer líquido condensado de hidrocarburos. No hay condensación a temperaturas superiores al punto de rocío. Cuando la temperatura cae por debajo del punto de rocío, cada vez se forma más líquido condensado. Los puntos de rocío de hidrocarburos dependen de la composición del gas natural y de la presión a la cual esté sometido dicho gas.

Resolución CREG-054 de 2007, art. 1°.

PUNTO DE TERMINACIÓN DEL SERVICIO: punto del sistema nacional de transporte en el cual se finaliza la prestación del servicio de transporte de gas. Puede ser un punto de salida, un punto de transferencia entre dos transportadores o un punto intermedio en el respectivo sistema de transporte. Este último punto deberá corresponder al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.

Resolución CREG-078 de 2013, art. 1°.

PUNTO DE TRANSFERENCIA: punto en el cual se realiza la transferencia física de gas entre dos Sistemas de Transporte y a partir del cual el transportador que recibe el gas asume la custodia del mismo.

Resolución CREG-084 de 2000, art. 1°.

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

Resolución CREG-041 de 2008, art. 1.

PUNTO DE SALIDA: Punto en el cual el Remitente toma el Gas Natural del Sistema Nacional de Transporte y cesa la custodia del gas por parte del Transportador. El Punto de Salida incluye la válvula de conexión y la “T” u otro accesorio de derivación.

Resolución CREG-041 de 2008, art. 1.

PUNTO DE SALIDA: Punto en el cual el Remitente toma el Gas Natural del Sistema Nacional de Transporte y cesa la custodia del gas por parte del Transportador. El Punto de Salida incluye la válvula de conexión y la “T” u otro accesorio de derivación.

Resolución CREG-071 de 1999.

PUNTOS ESTÁNDAR DE ENTREGA: puntos del SNT definidos para la entrega del gas negociado en el mercado secundario.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

RANGO DE TOLERANCIA: Porcentaje de la Capacidad de un gasoducto dentro del cual se admiten Variaciones de Entrada y Salida, sin perjuicio de las compensaciones que establece este Reglamento.

RECONCILIACIÓN: Proceso de ajuste a la facturación del Servicio de Transporte, una vez se disponga de las mediciones reales de un Remitente.

REGLAMENTO DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL: conjunto de principios, criterios y procedimientos para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural. El reglamento de operación comprende varios documentos sobre los temas del funcionamiento del sector gas natural.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL, RUT: se refiere a la Resolución CREG-071 de 1999, sus modificaciones y adiciones.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (RUT): Conjunto de normas de carácter general expedidas por la CREG que reglamentan la actividad de

las empresas que prestan el Servicio de Transporte de Gas Natural y su interrelación con los demás Agentes.

Resolución CREG-071 de 1999, art. 1°.

REMITENTE: será el remitente primario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según sea el caso.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

REMITENTE: Persona natural o jurídica con la cual un Transportador ha celebrado un Contrato para prestar el Servicio de Transporte de Gas Natural. Puede ser alguno de los siguientes Agentes: un Productor-comercializador, un Comercializador, un Distribuidor, un Almacenador, un Usuario No Regulado o un Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador.

Resolución CREG-071 de 1999, art. 1°. Derogada por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num.12.

REMITENTE CESIONARIO: persona jurídica con la cual un remitente primario celebra un contrato de cesión de capacidad disponible secundaria. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario, de acuerdo con lo dispuesto en esta **Resolución. Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.**

REMITENTE DE CORTO PLAZO: persona jurídica con la cual un remitente primario, un remitente cesionario o un remitente secundario celebra un contrato de compraventa de capacidad disponible secundaria como resultado del proceso úselo o véndalo de corto plazo. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario y que esté registrado en el BEC, de acuerdo con lo dispuesto en esta **Resolución. Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.**

REMITENTE POTENCIAL: Agente que solicita la prestación del servicio de Transporte.

REMITENTE PRIMARIO: persona jurídica con la cual un transportador celebra un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado primario, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución. **Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.**

REMITENTE REEMPLAZANTE: Remitente que utiliza la Capacidad Liberada por un Remitente con Capacidad Firme.
Derogada por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 12.

REMITENTE SECUNDARIO: persona jurídica con la cual un remitente primario o un remitente cesionario celebra un contrato de compraventa de capacidad disponible secundaria. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado secundario, de acuerdo con lo dispuesto en esta Resolución.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

RENOMINACIÓN: Nominación sometida a consideración del CPC durante el Día de Gas mediante la cual un Remitente solicita incrementar o disminuir las nominaciones previamente confirmadas.

RESPONSABLE DE LA NOMINACIÓN DE GAS: será el comprador primario cuando éste no haya cedido sus derechos contractuales; o el comprador cesionario cuando haya suscrito la cesión de derechos de suministro de gas.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

RESPONSABLE DE LA NOMINACIÓN DE TRANSPORTE: será el remitente primario cuando éste no haya cedido sus derechos contractuales; o el remitente cesionario cuando haya suscrito la cesión de capacidad contratada.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

RESTRICCIONES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE: Disminución de la Capacidad Máxima del Gasoducto originada por limitaciones técnicas identificadas o por una condición de fuerza mayor o caso fortuito.

SCADA: Supervisión, Control y Adquisición de datos.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 1°.

SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL O SERVICIO: Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural, mediante las modalidades de Capacidad Firme o Capacidad Interrumpible, haciendo uso del Sistema de Transporte a cambio del pago de la tarifa correspondiente.

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO: Se entiende como la infraestructura dedicada exclusivamente a almacenar Gas Natural por un período de tiempo específico para su posterior uso.

SISTEMA DE MEDICIÓN: Sistema que comprende el módulo de medición, todos los dispositivos auxiliares y adicionales, y cuando sea apropiado, un sistema de soportes documentales asegurando la calidad y la trazabilidad de los datos.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 1°.

SISTEMA DE TRANSPORTE: Conjunto de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte que integran los activos de una empresa de transporte.

SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE: Conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales y Sistemas de Almacenamiento.

SISTEMA REGIONAL DE TRANSPORTE –SRT–: conjunto de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, derivados de Sistemas Troncales de Transporte, Puntos de Entrada de campos de producción o Puntos de Transferencia de otros Sistemas de Transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta otro (s) Sistema (s) Regional de Transporte, Sistemas de Distribución, la conexión de Usuarios No Regulados, Sistemas de Almacenamiento o que interconectan Sistemas de Distribución. Los Sistemas Regionales de Transporte no incluirán activos pertenecientes a Sistemas de Distribución.

Resolución CREG-008 de 2001, art. 1º.

SISTEMA REGIONAL DE TRANSPORTE –SRT–: Gasoducto o conjunto de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte, con o sin conexión física entre sí, derivados de Sistemas Troncales de Transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta otro (s) Sistema (s) Regional de Transporte, Sistemas de Distribución, la conexión de Usuarios No Regulados, la conexión de Usuarios Regulados (no conectados en áreas de servicio exclusivo), Sistemas de Almacenamiento o que interconectan Sistemas de Distribución.

Los Sistemas Regionales de Transporte no incluirán activos pertenecientes a Sistemas de Distribución.

La CREG establecerá, para cada Transportador, los gasoductos que se consideren Sistema Regional de Transporte.

Resolución CREG-084 de 2000.

SISTEMA TRONCAL DE TRANSPORTE –STT–: Gasoducto o grupo de gasoductos de un Sistema de Transporte, conectados físicamente entre sí, derivados de Puntos de Entrada de campos de producción o de Puntos de Transferencia de otro(s) Sistema(s) de Transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta Sistemas Regionales de Transporte, Sistemas de Distribución, la conexión de Usuarios No Regulados, la conexión de Usuarios Regulados (no conectados en áreas de servicio exclusivo), otro (s) Sistema (s) de Transporte y Sistemas de Almacenamiento. La CREG establecerá, para cada Transportador, los gasoductos que se consideren Sistema Troncal de Transporte.

Resolución CREG-008 de 2001, art. 1º.

SISTEMA TRONCAL DE TRANSPORTE –STT–: Gasoducto o grupo de gasoductos de un Sistema de Transporte, conectados físicamente entre sí, derivados de Puntos

de Entrada de campos de producción o de Puntos de Transferencia de otro(s) Sistema(s) de Transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta Sistemas Regionales de Transporte, Sistemas de Distribución, la conexión de Usuarios No Regulados, la conexión de Usuarios Regulados (no conectados en áreas de servicio exclusivo), otro(s) Sistema(s) de Transporte y Sistemas de Almacenamiento.

La CREG establecerá, para cada Transportador, los gasoductos que se consideran Sistema Troncal de Transporte.

Resolución CREG-084 de 2000.

SUBASTA: Procedimiento estructurado de compra-venta de bienes o servicios con reglas formales, en la cual los potenciales compradores y/o vendedores pueden realizar ofertas.

SUPERINTENDENCIA O SSPD: La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a que se refieren los Artículos 14.30 y 76 de la Ley 142 de 1994.

TITULAR: en el caso del suministro de gas natural, el titular de los derechos de suministro de gas será el último comprador en haber suscrito la compraventa o la cesión de tales derechos. En el caso del transporte, el titular de la capacidad contratada será el último remitente en haber suscrito la compraventa o la cesión de dicha capacidad.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

UNIDAD TERMINAL REMOTA - UTR: Sigla más conocida por sus siglas en inglés como RTU, mediante la cual se define a un dispositivo que es parte del sistema de medición y basado en microprocesadores, el cual permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información al CPC donde se procese haciendo parte de un sistema central SCADA o un software de adquisición de datos el cual permita, entre otras, visualizar las variables enviadas por la UTR. Este elemento puede reemplazar al Computador de Flujo en la medida en que cumpla con los estándares técnicos para tal fin, lo que lo convierte en parte constitutiva del Sistema de Medición.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 1°.

VARIACIÓN DE ENTRADA: Valor absoluto de la diferencia entre la Cantidad de Energía Confirmada y la Cantidad de Energía Entregada en cada hora por el Remitente, o en cada día para el caso de Distribuidores.

VARIACIÓN DE SALIDA: Valor absoluto de la diferencia entre la Cantidad de Energía Confirmada y la Cantidad de Energía Tomada en cada hora por el Remitente, o en cada día para el caso de distribuidores.

Derogada por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 12.

VOLUMEN ESTÁNDAR DE GAS NATURAL: Es aquel volumen de gas, real y seco (que cumpla las especificaciones del RUT, en cuanto a concentración de vapor de agua) referido a una presión absoluta de 14.65 psi (1.01 bar absoluto) y 60 °F (15.56 oC).

Resolución CREG-041 de 2008, art. 2.

TELEMETRÍA: Es la lectura de forma remota, periódica de la información disponible en medidores de consumo de gas con el objetivo de:

- Realizar de forma remota la gestión del sistema de medición:
 - Lectura del medidor
 - Monitoreo de las variables.
- Realizar de forma remota la gestión operativa y del servicio:
 - Diagnóstico y detección de fallas
 - Recolección de la información necesaria para la facturación
 - Monitoreo de la calidad del servicio
- Control de pérdidas / Detección y prevención de fraude

Para poder realizar el envío de los datos cuenta con sistemas de transmisión de datos como: satélite, fibra óptica, GPRS, teléfono fijo, Unidad Terminal Remota UTR, entre otros.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 1°.

1.2. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

1.2.1 Objetivos. Los Agentes sujetos del alcance del presente Reglamento Único de Transporte (RUT), tendrán en cuenta, al implementarlo y aplicarlo, que los objetivos del RUT con relación al Sistema Nacional de Transporte son:

- a) Asegurar acceso abierto y sin discriminación;
- b) Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable;
- c) Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas;
- d) Estandarizar prácticas y terminología para la industria de gas;
- e) Fijar las normas y las especificaciones de calidad del gas transportado;
- f) Propender por un manejo seguro de la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte.

Resolución CREG-41 de 2008, art. 3.

1.2.1. Objetivos. Las personas que estén sometidas al presente Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), al implantarlo, aplicarlo e interpretarlo, tendrán en cuenta que sus objetivos con relación al Sistema Nacional de Transporte son:

- a) Asegurar acceso abierto y sin discriminación.
- b) Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable.

- c) Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas.
- d) Estandarizar prácticas y terminología para la industria de gas.
- e) Fijar normas y especificaciones de calidad del gas transportado.

Resolución CREG – 071 de 1999.

Concordancia: Ley 401 de 1997, art. 3º, par. 3º.

1.2.2 Alcance

El Reglamento Único de Transporte, que para todos los efectos se identificará como el RUT, se le aplica a todos los Agentes que utilicen el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, y será de obligatorio cumplimiento en toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte, incluidas las Estaciones para Transferencia de Custodia.

Los propietarios de gasoductos dedicados no se consideran Transportadores, salvo en el caso de Interconexiones Internacionales para Exportación que se construyan como tales. En caso de gasoductos dedicados que no sean Interconexiones Internacionales, a las cuales un tercero solicite el servicio de transporte y este sea técnicamente factible, se deberá cumplir lo establecido en el numeral 2.1.3. En todo caso, los propietarios de gasoductos dedicados deberán cumplir las normas técnicas y de seguridad que establezca la autoridad competente.

Resolución CREG-041 de 2008, art. 3º.

1.2.2. Alcance

El Reglamento Único de Transporte, que para todos los efectos se identificará como el RUT, se le aplica a todos los Agentes que utilicen el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural. Y será de obligatorio cumplimiento en toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte, incluidas las Estaciones para Transferencia de Custodia.

Los propietarios de gasoductos dedicados no se consideran Transportadores, salvo en el caso en que un tercero solicite el servicio de transporte y este sea técnicamente factible. En tal caso, deberán cumplir lo establecido en el numeral 2.1.3. En todo caso, los propietarios de gasoductos dedicados deberán cumplir las normas técnicas y de seguridad que establezca la autoridad competente. Resolución CREG-071 de 1999.

Concordancia: Ley 401 de 1997, art. 3o., par. 3o.
Decreto 2100 de 2011, art. 2.

1.3. SEGUIMIENTO Y MODIFICACIÓN DEL RUT

Cuando lo considere conveniente el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural revisará la experiencia en la aplicación de los aspectos operativos, y comerciales del RUT, y enviará a la Comisión un informe sobre el resultado de las revisiones, las propuestas de reforma, si las hubiere, y cualquier observación o sugerencia presentada por escrito por cualquiera de los Agentes, y que no haya sido incluida en las propuestas de reforma.

La Comisión examinará las propuestas y las demás observaciones e iniciativas y, en la medida en que las considere convenientes, o de oficio, modificará el RUT después de haber oído al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural sobre las modificaciones propuestas. La iniciativa para la reforma del Reglamento también será de la Comisión si esta estima que debe adecuarse a la evolución de la industria, que contraría las regulaciones generales sobre el servicio, que va en detrimento de mayor concurrencia entre oferentes y demandantes del suministro o del libre acceso y uso del servicio de transporte y otros servicios asociados.

A partir de la expedición del presente Reglamento, todos los Contratos de Transporte que se suscriban incluirán una cláusula de ajuste que permita acoger las modificaciones que se hagan al RUT, sus normas complementarias y en general las demás reglamentaciones que expida la Comisión.

Concordancia: *Ley 401 de 1997, art. 4o., art. 6o.*

Nota: para la aplicación del numeral 1.3., en relación con los aspectos operativos, debe tenerse en cuenta el artículo 21 del Decreto 2100 de 2011, cuyo texto es el siguiente:

DECRETO 2100 DE 2011, artículo 21. Protocolos y Acuerdos Operativos. Cuando la CREG lo solicite, el CNOG expedirá los Acuerdos y Protocolos Operativos que se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que deben regir para: (i) la operación del SNT; (ii) la programación de mantenimientos y/o intervenciones a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público; y, (iii) la coordinación de los Agentes que utilicen el SNT cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007.

El CNOG por su propia iniciativa, podrá someter a consideración de la CREG los Protocolos y Acuerdos operativos que considere necesarios para lograr una operación segura, confiable y económica del SNT. La CREG contará con noventa (90) días para pronunciarse y, si es pertinente, adoptarlo mediante acto administrativo.

1.4. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL

De conformidad con el artículo 2o. del Decreto 1175 de 1999, en cumplimiento de las funciones de asesoría otorgadas por la Ley, el Consejo Nacional de Operación desarrollará las siguientes funciones:

- Proponer a la CREG modificaciones al RUT.
- Recomendar a la CREG la adopción de protocolos unificados para la generación, envío, almacenamiento, captura y consulta de información.
- Recomendar a la CREG la parte que corresponde de la matriz de compensaciones por Variaciones.
- Proponer el Manual Guía del Transportador.
- Dar concepto a la CREG sobre los conflictos derivados de la aplicación del RUT que se presenten entre los Agentes.
- Proponer Acuerdos de Balance marco para los Agentes.
- Proponer los horarios para las renominaciones sincronizadas de suministro y transporte.
- Establecer su propio reglamento.
- Las demás que le señale la CREG en el RUT.

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural estará conformado de acuerdo con lo estipulado por la Ley 401 de 1997.

Concordancias: *Ley 401 de 1997, arts. 4o., 5o., 6o.*

Decreto 1175 de 1999, art. 2o.

Decreto 2225 de 2000, art. 3°.

Decreto 2282 de 2001, art. 1°.

Decreto 2100 de 2011, art. 2°.

Resolución UPME 0144 de 2012

Nota: el artículo 2 del Decreto 1175 de 1999 fue adicionado por el artículo 21 del Decreto 2100 de 2011, cuyo texto es el siguiente:

DECRETO 2100 DE 2011, artículo 21. Protocolos y Acuerdos Operativos. Cuando la CREG lo solicite, el CNOG expedirá los Acuerdos y Protocolos Operativos que se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que deben regir para: (i) la operación del SNT; (ii) la programación de mantenimientos y/o intervenciones a la infraestructura de suministro y transporte

de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público; y, (iii) la coordinación de los Agentes que utilicen el SNT cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007.

El CNOG, por su propia iniciativa, podrá someter a consideración de la CREG los Protocolos y Acuerdos operativos que considere necesarios para lograr una operación segura, confiable y económica del SNT. La CREG contará con noventa (90) días para pronunciarse y, si es pertinente, adoptarlo mediante acto administrativo.

1.5. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y VIGENCIA

Todo Agente que utilice el Sistema Nacional de Transporte se sujetará a lo establecido en el presente RUT. Tanto los acuerdos como los contratos firmados con anterioridad y posterioridad a la expedición del presente reglamento, deberán ajustarse a la reglamentación aquí establecida.

Concordancias: *Ley 401 de 1997, art. 3o., par. 3o.*
Resolución CREG – 089 de 2013, art. 9°.

2. ACCESO Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE

2.1 ACCESO AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE Y SUS SERVICIOS

2.1.1 COMPROMISO DE ACCESO

- a. Todo Transportador debe garantizar el acceso a los Sistemas de Transporte y a los servicios de transporte, de forma no discriminatoria y de acuerdo con lo establecido en el presente RUT.

Los Transportadores de Gas Natural por tubería permitirán el acceso a los gasoductos, de su propiedad o que se encuentren bajo su control, a cualquier Productor-comercializador, Distribuidor, Usuario No Regulado, Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador, Almacenador, y en general a cualquier Agente que lo solicite. Dicho acceso deberá ofrecerse a cualquier Agente en las mismas condiciones de calidad y seguridad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en el RUT y demás disposiciones que expida la Comisión.

- b. Condiciones para autorizar el acceso a los sistemas de transporte por parte de usuarios conectados o que puedan conectarse a sistemas de distribución:

Los Transportadores de gas natural por tubería no podrán autorizar el acceso a los gasoductos de su propiedad o que se encuentran bajo su control, a cualquier Usuario Regulado o Usuario No Regulado, que en el momento de la solicitud de conexión se encuentre conectado a un Sistema de Distribución o pueda conectarse a un Sistema de Distribución.

Los Transportadores sólo podrán aceptar el acceso de un Usuario Regulado atendido a través de un comercializador o de un Usuario No Regulado conectado previamente a un Sistema de Distribución o que se pueda conectar a un Sistema de Distribución, cuando como consecuencia de condiciones técnicas (flujo, presión, volumen, calidad del gas, entre otras) o de seguridad, la demanda de dicho Usuario no pueda ser atendida por el distribuidor que le presta o le puede prestar el servicio.

El Usuario que esté conectado o se pueda conectar a un Sistema de Distribución y que por las razones antes señaladas solicite el acceso al Transportador deberá presentarle a éste un documento expedido por el Distribuidor en donde se indiquen las razones técnicas del por qué no le es posible prestarle el servicio a dicho Usuario.

Para los efectos del literal b de este artículo, cuando se hace referencia al acceso a un Sistema de Distribución por parte de un Usuario No Regulado, se debe entender que esta expresión no incluye a los “Distribuidores-Comercializadores”.

Las disposiciones del literal b de este artículo se aplican a las conexiones de inmuebles o predios, sin importar cualquier modificación relativa a la propiedad, posesión, tenencia, usufructo, administración o similares que pueda ocurrir en relación con éstos. Resolución CREG-171 de 2011, art. 1°.

2.1.1 COMPROMISO DE ACCESO

Todo Transportador debe garantizar el acceso a los Sistemas de Transporte y a los servicios de transporte, de forma no discriminatoria y de acuerdo con lo establecido en el presente RUT.

Los Transportadores de Gas Natural por tubería permitirán el acceso a los gasoductos, de su propiedad o que se encuentren bajo su control, a cualquier Productor-comercializador; Distribuidor; Usuario No Regulado, Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador, Almacenador; y en general a cualquier Agente que lo solicite. Dicho acceso deberá ofrecerse a cualquier Agente en las mismas condiciones de calidad y seguridad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a

esta materia, así como en el RUT y demás reglamentos que expida la Comisión.
Resolución CREG-071 de 1999.

2.1.2. IMPOSICIÓN DE ACCESO A LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE

Si transcurridos quince (15) días a partir del recibo de la solicitud de acceso, el Transportador no ha respondido dicha solicitud o si transcurrido un (1) mes a partir del recibo de la misma no se ha llegado a ningún acuerdo con quien o quienes han solicitado el acceso, a petición de cualquier interesado, la Comisión podrá imponer, por la vía administrativa, el acceso a quien tenga derecho al uso de la red, conforme a las disposiciones previstas en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

Al adoptar la decisión de imponer el acceso del solicitante al Sistema de Transporte, la Comisión definirá, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) El beneficiario en cuyo favor se impone;
- b) La empresa Transportadora a la cual se impone el acceso;

En todo caso, al decidir si es necesario imponer el acceso, la Comisión examinará si la renuencia del Transportador implica una violación de los deberes legales relacionados con el acceso o interconexión, o una conducta contraria a la libre competencia; en tal caso solicitará a las entidades de control que adelanten las investigaciones respectivas. La imposición de acceso no excluye la aplicación de las sanciones que fueren procedentes, conforme a las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

El solicitante puede renunciar al acceso impuesto por la Comisión, y éste dejará de ser obligatorio para el Transportador. La renuncia debe hacerse de buena fe, sin abusar del derecho, en forma tal que no perjudique indebidamente al Transportador. Si hay Contratos, las partes se sujetarán a ellos.

Concordancia: <i>Ley 142 de 1994; arts. 28 inc. 3o., 33, 39.4 inc. 3o.; 73.8, 117, 118.</i>

2.1.3. ACCESO A GASODUCTOS DEDICADOS

En el evento de gasoductos dedicados a los que se solicite servicio de Transporte, y este sea técnicamente factible, su propietario tendrá la obligación de permitir el acceso. Mientras el propietario no haya decidido convertirse en Transportador, se requerirá autorización de la CREG, quien impondrá las condiciones para el acceso. En tal caso, el propietario del gasoducto dedicado tendrá las siguientes

opciones: a) convertirse en Transportador; b) vender los activos a un Transportador; o c) continuar como operador del gasoducto. En todo caso, la CREG podrá exigir al propietario del gasoducto, que se convierta en Transportador cuando las condiciones de utilización del gasoducto lo requieran o lo aconsejen.

Concordancia: *Gasoducto dedicado: definición, numeral 1.1.*

2.2. PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE

El Transportador debe garantizar la prestación del Servicio de Transporte, de acuerdo con los indicadores de calidad del servicio establecidos por la CREG, salvo que la conexión del Agente no garantice condiciones de seguridad o que la modalidad de contratación corresponda a servicio interrumpible.

Concordancias: *Núm. 1.1. Definiciones Generales. Capacidad Interrumpible.
Resolución CREG – 001/00, num. 5.10.
Resolución CREG – 089 de 2013.*

2.2.1 Asignación de Capacidad Disponible Primaria

Siempre que exista Capacidad Disponible Primaria el transportador deberá ofrecerla a los remitentes que la soliciten. Si el transportador llegare a recibir solicitudes firmes de servicio de transporte que superen la Capacidad Disponible Primaria, dicha capacidad deberá asignarse mediante un proceso de subasta. Tal subasta deberá efectuarse dentro de los tres meses siguientes al recibo de dos o más solicitudes de transporte y se llevará a cabo de conformidad con los principios de eficiencia económica y neutralidad establecidos por la Ley. Los términos y condiciones de la subasta deberán ser aprobados previamente por la CREG y una vez aprobados deberán ser publicados en el Manual del Transportador.

Concordancia: *Resolución CREG-089 de 2013, art. 4: Capacidad Disponible Primaria.*

2.2.1.1 Respuesta a la solicitud de servicio

El Transportador debe responder por escrito a toda nueva solicitud de servicio proveniente de un Remitente Potencial o de un Remitente existente que demande capacidad adicional, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la presentación de la solicitud. La respuesta contendrá:

- a) Confirmación que existe Capacidad Disponible Primaria, especificando los cargos, términos y opciones contractuales bajo las cuales se suministrará el servicio; o

- b) Aviso informando que es necesario realizar análisis previos antes de responder la solicitud, debiendo comunicar al Remitente Potencial sobre la naturaleza de los mismos; el programa contemplado para completar los análisis; y el tiempo que se tomarán para efectuarlos, el cual no podrá ser mayor a tres meses. Si la respuesta es negativa, se adelantará el procedimiento previsto en el literal siguiente;
- c) Notificación que no existe Capacidad Disponible Primaria para satisfacer la solicitud. En este caso el Transportador deberá comunicar por escrito al Remitente Potencial aquellos aspectos de la solicitud que no pueden ser satisfechos, justificando las razones de su negativa e indicando, las opciones de expansión requeridas, sus costos asociados y cual sería la posible fecha de entrada en operación en caso de acometerse el proyecto. El Remitente Potencial que requiera la capacidad debe ser incluido en el Boletín Electrónico de Operaciones respectivo. El CPC mantendrá por un año, renovable por parte del interesado, el nombre del Remitente Potencial, la capacidad requerida, sus términos y opciones contractuales, y su prioridad de atención. En todo caso, el Transportador estará obligado a prestar el servicio si la solicitud es técnica y financieramente factible.

2.2.2 Desvíos

Los desvíos serán solicitados por el Remitente y autorizados por el Transportador, cuando haya suficiente capacidad del gasoducto en la nueva trayectoria desde el Punto de Entrada hasta el Punto de Salida.

Durante el Ciclo de Nominación de Transporte el Remitente podrá solicitar cambios en los Puntos de Entrada y Salida del servicio de transporte contratado. Dichos cambios deben ser autorizados por el Transportador o Transportadores involucrados en la operación, quienes solo podrán negarla por razones de tipo técnico u operativo. En este caso deberán incluir la justificación de su respuesta.

Parágrafo: Cuando la trayectoria del desvío lo haga necesario el Transportador y el Remitente establecerán nuevos cargos para el servicio de transporte de conformidad con las opciones para determinación de cargos aprobadas por la CREG.

Derogado por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 13.

Concordancia: Ley 142 de 1994, art. 87.1.

2.2.3 Contratos de Servicio de Transporte

Nota: la regulación de los contratos de servicio de transporte de la Resolución 071 de 1999 ha sido sustituida por la Resolución CREG-089 de 2013, en cuanto se aplican a este servicio, así:

MODALIDADES DE CONTRATOS PERMITIDAS. En el mercado primario sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos:

1. Contrato firme o que garantiza firmeza.
2. Contrato de suministro con firmeza condicionada.
3. Contrato de transporte con firmeza condicionada.
4. Contrato de opción de compra de gas.
5. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.
6. Contrato de opción de compra de transporte.
7. Contrato de suministro de contingencia.
8. Contrato de transporte de contingencia.
9. Contrato con interrupciones.

Parágrafo 1. Los contratos de suministro y de transporte de gas que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente Resolución continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, las partes no podrán prorrogar su vigencia, con excepción de los casos señalados en los párrafos 1 y 2 del Artículo 22 de esta Resolución.

Parágrafo 2. A partir de la vigencia de la presente Resolución no podrán pactarse contratos en la modalidad “take or pay”, definidos en el artículo 2 de la Resolución CREG-070 de 2006, modificado por el artículo 4 de la Resolución CREG-118 de 2011 y por la Resolución 140 de 2011.

Parágrafo 3. Los contratos que se pacten en el mercado primario deberán ser escritos, sin perjuicio de su naturaleza consensual. Cada contrato sólo podrá adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en este artículo y no podrá contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el artículo 3 de la presente Resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

Parágrafo 4. Con excepción de los contratos con interrupciones, durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% del gas natural o de la capacidad contratada.

Parágrafo 5. Para efectos del cálculo de los cargos regulados de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario, la Comisión podrá considerar que el perfil de la demanda esperada de capacidad asociada a los contratos de transporte con firmeza condicionada y a los de opción de compra de transporte, celebrados para la misma dirección de un tramo del SNT, es constante durante la vigencia de estos contratos e igual a la máxima capacidad garantizada mediante dichos contratos. Para el cálculo de esta capacidad se tendrán en cuenta las reglas establecidas en el Artículo 4 y en el Anexo 1 de esta Resolución para el cálculo de

la capacidad disponible primaria. Si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente al momento de la entrada en vigencia de esta Resolución, los valores eficientes de las inversiones y las demandas adicionales serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte.

Cuando se trate de contratos de opción de compra de transporte, celebrados con el propósito de cumplir las obligaciones de energía firme de los generadores térmicos que se acojan a la opción de gas natural importado, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG-106 de 2011, la Comisión podrá considerar que el perfil de demanda esperada de capacidad para efectos tarifarios es igual al perfil de demanda pactado en los respectivos contratos. En todo caso el perfil considerado para efectos tarifarios no será superior a la CMMP. Si la celebración de estos contratos conlleva la ampliación de la infraestructura existente al momento de la entrada en vigencia de esta Resolución, los valores de las inversiones adicionales no serán considerados en el cálculo de los cargos regulados de transporte. La remuneración de dichas inversiones será pactada por los transportadores y los generadores térmicos.

Parágrafo 6. La celebración de contratos para la prestación del servicio de parqueo se realizará de conformidad con lo dispuesto en el artículo 29 de la Resolución CREG-126 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.

Parágrafo 7. Todos los contratos del mercado primario serán de entrega física. Resolución CREG-089 de 2013, art. 9.

REQUISITOS MÍNIMOS DE LOS CONTRATOS FIRMES, DE FIRMEZA CONDICIONADA Y DE OPCIÓN DE COMPRA. Los contratos referidos en el Artículo 9 de la presente Resolución, con excepción de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones, deberán cumplir los requisitos mínimos que se establecen en el presente capítulo y los mismos deberán estar en su clausulado.

Parágrafo. En el caso de los contratos de contingencia y de los contratos con interrupciones las partes tendrán la potestad de determinar su contenido sin contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente Resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 10.

CONTRATOS EN EL MERCADO SECUNDARIO DE GAS:

Artículo 31. Modalidades de contratos permitidos. En el mercado secundario sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos:

1. Contrato firme o que garantiza firmeza.

2. Contrato de suministro con firmeza condicionada.
3. Contrato de transporte con firmeza condicionada.
4. Contrato de opción de compra de gas.
5. Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones.
6. Contrato de opción de compra de transporte.
7. Contrato de suministro de contingencia.
8. Contrato de transporte de contingencia.
9. Contrato con interrupciones.

Con excepción de los contratos con interrupciones, los contratos señalados en este artículo deberán cumplir las condiciones establecidas en los Artículos 11, 12, 14, 15, 32 y 33 de esta Resolución.

Parágrafo 1. Los contratos del mercado secundario que estén en vigor a la entrada en vigencia de la presente Resolución, continuarán rigiendo hasta la fecha de terminación pactada en los mismos. Sin embargo, las partes no podrán prorrogar su vigencia.

Parágrafo 2. Todos los contratos del mercado secundario serán de entrega física.

Parágrafo 3. Cada contrato que se suscriba en el mercado secundario sólo podrá adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en este artículo y no podrá contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el artículo 3 de la presente Resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

Parágrafo 4. En las negociaciones de capacidad de transporte que se realicen en el mercado secundario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según corresponda, se acogerá al acuerdo de balance adoptado entre el remitente primario y el transportador.

Parágrafo 5. Con excepción de los contratos con interrupciones, durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo, las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% del gas natural o de la capacidad contratada.

Parágrafo 6. La duración permisible para suspensiones del servicio por labores programadas para reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos serán las acordadas por las partes del contrato, sin que se superen las duraciones establecidas en el artículo 13 de esta Resolución.

Resolución CREG-089 de 2013.

2.2.3 Contratos de Servicio de Transporte

Los Transportadores ofrecerán distintas modalidades contractuales, enmarcadas como servicios de transporte de Capacidad Firme o de Capacidad Interrumpible. El Transportador no podrá discriminar entre clientes con características objetivas similares. El Contrato de Transporte deberá contener como mínimo, los siguientes requisitos:

- a) Fecha del Contrato.
- b) Tipo o clase de Contrato y de servicio.
- c) Nombre de las partes.
- d) Término de duración del Contrato.
- e) Fecha de iniciación del servicio.
- f) Puntos de Entrada y Salida.
- g) Capacidad Contratada.
- h) Presión en el Punto de Salida.
- i) Tarifas según resoluciones aprobadas por CREG.
- j) Condiciones de la factura.
- k) Forma y garantías de pago.
- l) Forma, tiempo, sitio y modo en el que debe ponerse en conocimiento la factura al Remitente.
- m) Causales para suspensión y procedimientos para restablecimiento del servicio.
- n) Condiciones previas exigidas al Remitente para obtener el servicio.
- o) Procedimiento de modificación.
- p) Condiciones para cesión del contrato y procedimientos a seguir.
- q) Características técnicas mínimas e indicadores de precisión de los equipos de medición.
- r) Especificaciones del gas a ser transportado.
- s) Cláusula de ajuste por cambios regulatorios.

Los Transportadores podrán pactar Contratos de Transporte desde cualquier Punto de Entrada hacia cualquier Punto de Salida del Sistema Nacional de Transporte. Si esta operación involucra a más de un Transportador, el Remitente tendrá la opción de suscribir contratos independientes con cada Transportador o delegar a uno de los Transportadores involucrados para que actúe en su representación. Ningún Transportador podrá asumir obligaciones de Capacidad Firme, exigibles en un mismo momento, por encima de la Capacidad Máxima del Gasoducto.

En caso de ofrecerse otros servicios, estos deberán tener un tratamiento independiente en el contrato respectivo. La CREG, en Resolución independiente, podrá precisar o ampliar las condiciones de Contratación de Servicios de Transporte. Derogado por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 14.

Los Contratos de Servicio de Transporte, deberán incluir cláusulas de liberación de capacidad en los términos descritos en el numeral 2.5.1 del presente RUT, y de cesión del contrato de Servicio de Transporte. La cláusula de cesión debe establecer, como mínimo, que las partes podrán ceder el contrato de servicio de transporte y las condiciones acordadas por las partes para efectuar dicha operación. Derogado por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 14. Resolución CREG-071 de 1999.

2.3 SERVICIO DE ALMACENAMIENTO

El Servicio de Almacenamiento, podrá ser prestado tanto por Transportadores como por terceros, sobre la base del principio de libre acceso y no discriminación.

El Servicio de Almacenamiento es un servicio independiente al de Transporte y diferente al Empaquetamiento, que puede ser prestado por el Transportador o un tercero, siempre y cuando esto no implique que el Transportador sea dueño del gas almacenado, excepto del necesario para el funcionamiento del Sistema de Almacenamiento y en general, del necesario para el manejo seguro del Sistema de Transporte. El Transportador no podrá almacenar gas para propósitos de comercialización. El gas para estos propósitos será propiedad del Remitente, quien se responsabilizará de entregar y/o tomar su gas cuando lo necesite. Al entregar y/o tomar gas de un Sistema de Almacenamiento, el Remitente deberá cumplir con los Ciclos de Nominación de transporte y/o suministro según sea el caso.

Concordancia: *Resolución CREG-089 de 2013, art. 3, definición de Almacenador.*

2.4 BOLETÍN ELECTRÓNICO DE OPERACIONES –BEO–

BOLETÍN ELECTRÓNICO CENTRAL, BEC: página web en la que el gestor del mercado despliega información transaccional y operativa que haya sido recopilada, verificada y publicada conforme a los lineamientos de la presente Resolución. Es también una herramienta que permite a participantes del mercado intercambiar información para la compra y venta de gas natural y de capacidad de transporte de gas natural, con el propósito de facilitar las negociaciones en el mercado de gas natural y de dotar de publicidad y transparencia a dicho mercado.

Resolución CREG-089 de 2013, art. 3°.

Nota: en relación con el gestor del mercado, encargado de la administración y manejo del BEC: Decreto 1710 de 2013, artículos 1°, lit. b), y 2°, modificatorio del artículo 20 del Decreto 2100 de 2011. Resolución CREG-089 de 2013, Título II.

Resolución CREG-124 de 2013. Resolución CREG-204 de 2013.

BOLETÍN ELECTRÓNICO DE OPERACIONES –BEO–

Los Transportadores deberán implementar un sistema de información electrónico a través del Internet, de acceso libre en línea y de carácter permanente, con el objeto de poner a disposición de los diferentes Agentes, como mínimo la siguiente información:

- Manual del Transportador.
- Ciclo de Nominación
- Volumen total transportado diariamente por gasoducto.
- Ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, incluyendo Puntos de Entrada y Salida.
- Capacidad Disponible Primaria, incluyendo Puntos de Entrada y Salida.
- Solicitudes del servicio, incluyendo volúmenes y Puntos de Entrada y Salida.
- Capacidad contratada
- Cuentas de Balance

El BEO de cada CPC deberá permitir el acceso a la información desplegada por los BEO de otros CPC, conformando una red de información nacional. Con el objeto de asegurar la operatividad de este instrumento de información, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, estandarizará en un plazo de tres (3) meses contados a partir de su conformación, los protocolos de comunicación, los formatos de captura y en general los procedimientos de administración de la información. Si el Consejo Nacional de Operación de Gas lo considera conveniente y factible, podrá centralizarse e integrarse la información contenida en los BEO de los diferentes Transportadores en un Boletín Electrónico de Operaciones único a nivel nacional.

Para la implementación del Boletín Electrónico de Operaciones, los Transportadores dispondrán de un plazo de tres (3) meses contados a partir de la fecha de estandarización de protocolos de comunicación por parte del Consejo Nacional de Operación de Gas.

Si el Consejo Nacional de Operación de Gas lo considera conveniente y factible, los Ciclos de Nominación de Suministro y Transporte podrán efectuarse vía fax o por cualquier otro medio idóneo para realizar estas operaciones.

Resolución CREG-071 de 1999.

2.5 MERCADO SECUNDARIO BILATERAL DE TRANSPORTE Y SUMINISTRO DE GAS

Los Remitentes que tengan Capacidad Disponible Secundaria y Derechos de Suministro de Gas podrán comercializar libremente sus derechos contractuales con otros Remitentes, en los términos descritos a continuación. Estas operaciones darán origen al Mercado Secundario Bilateral de Transporte y Suministro de Gas, que podrá iniciarse a partir de la expedición de este Reglamento.

Derogado por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 13.

2.5.1 Liberación de capacidad firme

Los remitentes podrán liberar, total o parcialmente, temporal o permanentemente, la capacidad firme que no vayan a utilizar en un periodo determinado.

El remitente que vaya a liberar capacidad firme, debe indicar al CPC respectivo, los términos y condiciones de dicha operación, exceptuando el precio. El CPC publicará en el Boletín Electrónico de Operaciones –BEO– la oferta de liberación de capacidad, sus términos y condiciones, y el nombre del remitente que libera capacidad. Dicha oferta se publicará en todos los boletines electrónicos de operación del sistema nacional de transporte.

En ningún caso, el transportador podrá adquirir capacidad liberada en el sistema nacional de transporte. El CPC deberá garantizar igualdad de condiciones en el despliegue de la información correspondiente a la capacidad disponible primaria y a la capacidad disponible secundaria.

Al efectuar la liberación, el remitente reemplazante podrá cambiar el punto de entrada y salida del contrato, con el visto bueno del CPC respectivo. Podrán realizarse desvíos, siempre y cuando no afecten los contratos de transporte de otros remitentes u operaciones de liberación de capacidad previas, cancelando los costos adicionales, si los hubiese, al transportador o a otro remitente, de conformidad con los cargos de transporte aprobados por la CREG. Una vez el CPC respectivo determine la viabilidad técnica de la operación, la cual se efectuará antes del inicio del ciclo de nominación de transporte para el siguiente Día de Gas, los precios y demás condiciones contractuales serán pactadas libremente entre las partes.

El remitente que ha liberado capacidad firme asignará libremente dicha capacidad a los remitentes reemplazantes, y de realizarse la transacción, informará al CPC respectivo los precios y la capacidad correspondientes. El CPC publicará en el BEO, los volúmenes y precios transados, sin indicar los agentes que intervinieron en la operación.

A menos que se acuerde la cesión del contrato con el transportador, esta operación no libera al remitente de sus obligaciones contractuales. No obstante, el remitente reemplazante estará sujeto a las demás condiciones establecidas por este RUT.

Derogado por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 13.

2.5.2 Liberación de derechos de suministro de gas

Los agentes podrán liberar, total o parcialmente, temporal o permanentemente, derechos de suministro de gas que no vayan a utilizar en un periodo determinado.

El agente que vaya a liberar derechos de suministro de gas, debe indicar al CPC respectivo, los términos y condiciones de dicha operación, exceptuando el precio. El CPC publicará en el Boletín Electrónico de Operaciones –BEO–, la oferta de liberación de Derechos de Suministro, sus términos y condiciones, y el nombre del remitente que libera estos derechos. Dicha oferta se publicará en todos los boletines electrónicos de operación del sistema nacional de transporte. En ningún caso, los productores-comercializadores podrán adquirir los derechos de suministro liberados. Los precios y demás condiciones contractuales para estas operaciones serán pactados libremente entre las partes.

El agente que ha liberado derechos de suministro asignará libremente dichos derechos a los agentes reemplazantes, y de realizar la transacción informará al productor-comercializador el agente reemplazante con quien realizó la transacción y al CPC respectivo los precios y volúmenes correspondientes. El CPC publicará en el BEO, las cantidades de energía y precios transados, sin indicar los agentes que intervinieron en la operación. Al efectuar la liberación, el agente reemplazante podrá cambiar el punto y/o nodo de salida del contrato.

A menos que se acuerde la cesión del contrato con el productor-comercializador, esta operación no libera al agente de sus obligaciones contractuales. No obstante, el agente reemplazante estará sujeto a las demás condiciones establecidas por este RUT.

Derogado por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 13.

3. CONEXIONES

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

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

Con respecto a los Puntos de Entrada y Salida:

- a) Los transportadores serán los propietarios de los Puntos de Entrada y Puntos de Salida y serán responsables por su construcción.
- b) Los transportadores serán responsables por la adquisición de los terrenos y derechos, si es del caso, y la obtención de las respectivas licencias y permisos

requeridos para la construcción y operación de los Puntos de Entrada y de Salida.

- c) Los transportadores serán responsables de la operación y mantenimiento de los Puntos de Entrada y Puntos de Salida.
- d) Los transportadores deberán cumplir con las normas técnicas y de seguridad establecidas por la autoridad competente, y no podrán negarse a construir un Punto de Entrada o de Salida siempre que la construcción de dichos puntos sea técnicamente factible.

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

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

Si la capacidad CTD es mayor que la Capacidad Disponible Primaria, el nuevo Punto de Salida se podrá construir cuando se amplíe la capacidad máxima de tal manera que exista Capacidad Disponible Primaria suficiente para atender la solicitud. Para la ampliación de la capacidad máxima del sistema se puede seguir el procedimiento del numeral 2.2 de este Reglamento. Para obtener la capacidad máxima del tramo el transportador debe calcular la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del respectivo sistema, CMMP, utilizada para efectos del cálculo de cargos regulados de transporte. El cálculo se debe hacer con base en el procedimiento adoptado por la CREG en la metodología vigente de remuneración de la actividad de transporte de gas natural.

- iv) La demanda del Remitente Potencial no pueda ser atendida por el distribuidor que le presta o le puede prestar el servicio, como consecuencia de condiciones técnicas o de seguridad, de acuerdo con la regulación desarrollada al respecto en resolución independiente.
- v) Si el Remitente Potencial es un usuario que hace parte de la Demanda Esencial, según lo establecido en el Decreto 2100 de 2011, además de solicitar el acceso deberá suscribir un contrato de transporte en firme.

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

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

- e) Los perjuicios ocasionados por intervenciones en los Puntos de Entrada y Salida, que configuren falla en la prestación del servicio serán responsabilidad de los transportadores, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los Agentes involucrados.
- f) El Remitente Potencial deberá pagar al transportador los costos eficientes por la construcción, operación y mantenimiento de los Puntos de Entrada y Salida, y como máximo los valores calculados de conformidad con el Anexo 1 de la presente resolución.

Con respecto a la Conexión:

- a) El Remitente Potencial será el responsable por la construcción de la Conexión. Cuando la Conexión para un Usuario No Regulado esté construida sobre espacios públicos, el Transportador será el responsable y encargado de la operación y el mantenimiento de la misma.
- b) El Remitente Potencial será responsable por la adquisición de los terrenos, y derechos, así como por la obtención de las respectivas licencias y permisos requeridos para la construcción y operación de la Conexión.
- c) El Remitente Potencial será responsable de la operación y mantenimiento de la Conexión, y deberá presentar al Transportador un Programa anual de Mantenimiento. Se exceptúa esta condición cuando el Remitente Potencial sea un Distribuidor.
- d) Los perjuicios ocasionados por reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la Conexión serán responsabilidad del Remitente Potencial o del Transportador en los casos en que éste sea el operador de la Conexión, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los Agentes involucrados.
- e) El transportador no estará obligado a proporcionar el Servicio de Transporte hasta tanto las Instalaciones del Remitente Potencial cumplan con los requerimientos de las normas técnicas y de seguridad vigentes del RUT.
- f) En el caso de que la Conexión sea construida por un tercero distinto al Transportador, para efectos de verificar el cumplimiento de las especificaciones de calidad y seguridad existirán las siguientes alternativas: i) que el transportador adelante la interventoría a costa del propietario; o ii) que el remitente contrate una entidad Certificadora debidamente acreditada por la autoridad competente.
- g) El Remitente Potencial está obligado a realizar el mantenimiento de la Conexión y las labores de coordinación con el Plan de Contingencias del transportador. Para lo anterior podrá contratar al transportador o un tercero especializado en estas labores dando cumplimiento a las normas de las autoridades respectivas con respecto a la atención de emergencias y desastres.
- h) El propietario deberá suministrar un equipo de medición que sea compatible con los sistemas de telemetría del Transportador.

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

Resolución CREG-169 de 2011, art. 3.

3. CONEXIONES

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

- a) La responsabilidad de la construcción y la propiedad de la Conexión podrá ser del Agente, del Transportador, o de un tercero.
- b) En los casos en que el Transportador construya la Conexión, éste cobrará un Cargo por Conexión al Agente o Agentes usuarios de dicha conexión. El Cargo por Conexión puede incluir la construcción de las obras que puedan requerirse para conectar el Agente al Sistema Nacional de Transporte, así como la instalación y suministro de los medidores apropiados, los equipos u otros aparatos que puedan necesitarse para permitir al Transportador medir, regular e interrumpir el suministro a través de la Conexión.
- c) El propietario de la Conexión, será responsable por la adquisición de los terrenos, derechos y servidumbres y la obtención de las respectivas licencias y permisos requeridos para la construcción y operación de la Conexión, trasladando los respectivos costos eficientes al Cargo por Conexión. Así mismo, será responsabilidad del propietario la operación y mantenimiento de la Conexión.
- d) Los perjuicios ocasionados por reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de la Conexión serán responsabilidad del propietario, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los Agentes involucrados y al CPC respectivo.
- a) El Transportador no podrá condicionar la conexión de un Agente a la celebración de contratos de transporte.
- b) El Transportador será el propietario y el responsable por la construcción de los Puntos de Salida y los Puntos de Entrada, este cobrará un Cargo que remunere los costos eficientes correspondientes, que será pagado por el Agente, y calculado de acuerdo con la metodología establecida para la remuneración de los activos del Sistema Nacional de Transporte. El Transportador deberá cumplir

con las normas técnicas y de seguridad establecidas por la autoridad competente, y no podrá negarse a construir un Punto de Entrada o de Salida siempre que la construcción de dichos puntos sea técnicamente factible.

- c) El Transportador será responsable por la adquisición de los terrenos, derechos y servidumbres, si es del caso, y la obtención de las respectivas licencias y permisos requeridos para la construcción y operación de los Puntos de Entrada y de Salida, así mismo será responsable de su operación y mantenimiento.
- d) Los perjuicios ocasionados por reparaciones técnicas o mantenimientos periódicos de los Puntos de Salida, serán responsabilidad del Transportador, sin perjuicio de la obligación de dar aviso amplio y oportuno a los Agentes involucrados y al CPC respectivo.

Resolución CREG-071 de 1999.

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

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

- (i) El Remitente Potencial presentará al transportador la solicitud de acceso y la cotización del Punto de Entrada o de Salida la cual deberá contener como mínimo lo siguiente:
 - a. Condiciones técnicas bajo las cuales la requiere;
 - b. Información que permita al Transportador evaluar los efectos técnicos y operacionales de la Conexión a su Sistema de Transporte, incluyendo, entre otros, la ubicación de la Conexión, la localización y especificaciones del medidor y de otros equipos del Agente.
- (ii) El transportador analizará la factibilidad técnica de otorgar el acceso y en un plazo de cinco (5) días hábiles deberá señalar si es factible o no atender la solicitud de acceso. El transportador deberá informar al Remitente Potencial si su solicitud infringe cualquier norma de carácter técnico que no le permita presentar una oferta sobre la misma. El análisis de factibilidad técnica incluye la verificación de que existe Capacidad Disponible Primaria para atender la solicitud del Remitente Potencial.
- (iii) Una vez confirmada la factibilidad, el transportador deberá presentar una cotización de la construcción de Punto de Entrada y Punto de Salida a su Sistema de Transporte en un plazo máximo de quince (15) días hábiles contados a partir de la confirmación de la factibilidad de construcción de Puntos de Entrada o Puntos de Salida.
 - a. La cotización de la construcción del Punto de Entrada o de Salida por parte del transportador contendrá como mínimo los siguientes aspectos: El costo

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

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

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

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

Cuando la naturaleza del equipo de gas del Remitente pueda ocasionar contrapresión o succión, u otros efectos que sean nocivos al Sistema, tales como pul-

saciones, vibración y caídas de presión en el Sistema, el Remitente deberá suministrar, instalar y mantener dispositivos protectores apropiados que eviten las posibles fallas, o mitiguen sus efectos a niveles aceptados internacionalmente, los cuales estarán sujetos a inspección y aprobación por parte del transportador, quien respetará el principio de neutralidad en tales procedimientos. Los perjuicios que por esta causa se puedan presentar en un Sistema de Transporte serán a cargo del Remitente. Si una vez detectados los daños, éstos persisten, el transportador suspenderá el servicio.

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

Resolución CREG-169 de 2011, art. 3.

3.2 SOLICITUD DE COTIZACIÓN DE CONEXIONES, PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA

Los Transportadores deberán atender las solicitudes de cotización de Conexión, Puntos de Entrada y Puntos de Salida a su Sistema de Transporte que le presente cualquier Agente interesado. Para que el Transportador pueda elaborar su oferta, la solicitud de cotización deberá contener como mínimo lo siguiente:

- 1) Condiciones técnicas bajo las cuales la requiere;
- 2) Información que permita al Transportador evaluar los efectos técnicos y operacionales de la Conexión a su Sistema de Transporte, incluyendo, entre otros, la ubicación de la Conexión, la localización y especificaciones del medidor y de otros equipos del Agente;

El Transportador deberá diseñar formatos de solicitud de cotización de conexión, así como de Puntos de Entrada y Puntos de Salida para que sean diligenciados por los diferentes Agentes cuando estos lo requieran. Así mismo, el Transportador deberá elaborar la metodología para la determinación de costos de Conexión, Puntos de Entrada y Puntos de Salida, la cual se fundamentará en la metodología y criterios generales establecidos por la CREG para la remuneración de activos del Sistema Nacional de Transporte. Dicha metodología, así como los costos tipo para Puntos de Salida y Puntos de Entrada de diferentes capacidades deberán ser publicados en el Manual del Transportador. La oferta por parte del Transportador contendrá como mínimo los siguientes aspectos:

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

El Transportador deberá informar al Agente si su solicitud viola cualquier norma de carácter técnico o ambiental, y en tal caso no podrá presentar una oferta sobre la misma. La respuesta a la solicitud de cotización de Puntos de Entrada o Puntos de Salida debe ser puesta en conocimiento del Agente interesado dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la presentación de la solicitud.

La respuesta a solicitudes de cotización de conexión debe ser puesta en conocimiento del Agente interesado dentro los plazos establecidos por el Transportador en el Manual del Transportador.

Resolución CREG-071 de 1999.

3.3 CONDICIONES DE CONEXIÓN A PUNTOS DE SALIDA

Cuando la naturaleza del equipo de gas del Remitente pueda ocasionar contrapresión o succión, u otros efectos que sean nocivos al Sistema, tales como pulsaciones, vibración y caídas de presión en el Sistema; el Remitente deberá suministrar, instalar y mantener dispositivos protectores apropiados que eviten las posibles fallas, o mitiguen sus efectos a niveles aceptados internacionalmente, los cuales estarán sujetos a inspección y aprobación por parte del Transportador, quién respetará el principio de neutralidad en tales procedimientos. Los perjuicios que por esta causa se puedan presentar en un Sistema de Transporte serán a cargo del Remitente. Si una vez detectados estos daños, estos persisten, el Transportador tiene derecho a suspender el servicio.

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

El Transportador no estará obligado a proporcionar el Servicio de Transporte hasta tanto las Instalaciones del Remitente cumplan con los requerimientos de las normas técnicas y de seguridad vigentes y de este RUT. El Transportador podrá rehusarse a prestar el Servicio de Transporte, o suspender la prestación del mismo cuando encuentre que tal instalación o parte de la misma no cumple con las normas técnicas y de seguridad para recibir el servicio correspondiente.

El Transportador estará obligado a inspeccionar las conexiones de un Agente antes o en el momento de conectarlo al Sistema de Transporte, y una vez conectado, periódicamente y con intervalos no superiores a cinco años, o a solicitud del Agente, verificando el cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad. El

Transportador realizará las pruebas que sean necesarias de conformidad con las normas técnicas aplicables, a fin de garantizar el cumplimiento de las condiciones de este Reglamento. El costo de las pruebas que se requieran para la puesta en servicio de la conexión, estará a cargo del Propietario de la misma. El Transportador deberá colocar una etiqueta visible donde conste la fecha de revisión.

Concordancia: *Resolución CREG-089 de 2013, art. 12.*

3.4 CONEXIONES A PUNTOS DE SALIDA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE

Exceptuando aquellas conexiones que a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución de la CREG-056 de 1999, mediante la cual se establece el nuevo régimen de cargos de transporte, se encuentren incluidas en la base de activos utilizada para calcular los cargos de transporte de un Sistema de Transporte, los costos de conexión tendrán un tratamiento independiente de los cargos de transporte y serán cubiertos por los usuarios que se benefician de las mismas. En todo caso, el Transportador será el responsable de la administración, operación y mantenimiento de las conexiones que se encuentren incluidas en la base de activos utilizada con propósitos tarifarios.

Nota: en la base de datos de las resoluciones CREG, la Resolución 56 de 1999 aparece como “número anulado”.

3.5 CONEXIONES A PUNTOS DE ENTRADA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE

Los costos de las conexiones a Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte así como su administración, operación y mantenimiento serán responsabilidad del Agente que entrega gas al Sistema Nacional de Transporte. Todo Punto de Entrada deberá contar con cromatógrafos de registro continuo para el monitoreo permanente de la calidad de gas entregado, cuyo costo será asumido por el Productor-Comercializador respectivo, así como la responsabilidad de su operación y mantenimiento.

3.6 COSTOS MÁXIMOS DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA

Artículo 4. Adiciones: Se adiciona un nuevo numeral al Capítulo 3 del Anexo General de la Resolución CREG-071 de 1999 (RUT), así:

El valor máximo que un transportador puede cobrar por la construcción, operación y mantenimiento de un Punto de Entrada o un Punto de Salida será el que resulte de aplicar la metodología del Anexo 1 de la presente resolución.

Los costos máximos están calculados a precios de diciembre de 2010. Para efectos de su aplicación en el momento requerido, deberán actualizarse con los índices del IPP e IPC publicados por el DANE respectivos a los valores del último mes disponible a la fecha de cotización y de acuerdo con la fórmula contenida en el Anexo 1.

Los valores máximos de construcción, operación y mantenimiento de Puntos de Entrada y Salida definidos conforme a la metodología definida en la presente resolución, también serán aplicables para el acceso físico a gasoductos dedicados.

El período para recuperar el valor eficiente de la inversión en los Puntos de Entrada y Salida será acordado entre las partes, de acuerdo con las negociaciones que adelanten.

La vida útil de los activos de Puntos de Entrada y Salida será de treinta (30) años, con excepción de la Unidad Constructiva Válvula de Corte (UCVAL). Para la válvula de corte (UCVAL), las condiciones de reposición serán acordadas entre las partes y en todo caso el período de vida útil no será menor a diez (10) años. Durante estos tiempos, todos los componentes del Punto de Entrada o Salida que deban ser sustituidos serán asumidos por el transportador sin cargo alguno para el Remitente. Después de finalizada la vida útil respectiva, los cambios serán a cargo de los Remitentes teniendo en cuenta los costos dispuestos en la presente resolución.

Parágrafo. Las disposiciones de costos máximos del presente artículo serán aplicables a los propietarios de los Gasoductos Dedicados.

Resolución CREG-169 de 2011, art. 4.

4. CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

4.1 RESPONSABILIDAD DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Los Transportadores deben operar y mantener sus Sistemas de Transporte de acuerdo con el RUT, las disposiciones que lo adicionen, modifiquen o sustituyan y con las reglas generales que establezca la CREG, el Ministerio de Minas y Energía u otra autoridad competente, de forma que asegure la prestación eficiente, confiable, continua y segura del Servicio de Transporte.

Los Transportadores deberán entregar a la Comisión y a la Superintendencia de Servicios Públicos, cuando se lo soliciten, la información que sea necesaria para verificar el cumplimiento de las normas antes mencionadas. En el evento que no se cumpliera con los requerimientos técnicos y de seguridad, la SSPD sancionará

a la empresa transportadora correspondiente en concordancia con la Ley 142 de 1994.

Cuando el Transportador contrate con terceros, toda o parte de la operación del Sistema de Transporte, el tercero también deberá cumplir con lo previsto en el presente RUT. Esta contratación no exime de responsabilidad al Transportador.

Cualquier Remitente que utilice los servicios de transporte tiene derecho a exigir, sin discriminación, su prestación con la calidad, seguridad y continuidad especificadas en las normas aplicables, en este RUT y en el Contrato de Transporte.

4.2 CENTROS PRINCIPALES DE CONTROL

La planeación, coordinación y supervisión de la operación de los Sistemas de Transporte será realizada por los Centros Principales de Control –CPC–. Los Centros Principales de Control –CPC– son unidades funcionales de propiedad de cada Transportador encargadas de cumplir las siguientes actividades en sus Sistemas de Transporte:

- a) Recibir y procesar las nominaciones y renominaciones de transporte de cada Remitente.
- b) Elaborar el Programa de Transporte de Gas Natural.
- c) Supervisar y coordinar la operación de los gasoductos de su propiedad o bajo su responsabilidad.
- d) Monitorear la integridad, seguridad y confiabilidad de sus gasoductos.
- e) Coordinar la atención de los Desbalances y Variaciones al Programa de Transporte.
- f) Procesar las mediciones y demás procedimientos para la liquidación de servicios de transporte.
- g) Facturar los servicios de Transporte.
- h) Administrar el Boletín Electrónico de Operaciones.
- i) Coordinar con otros CPCs la elaboración de los Programas de Transporte en los casos en que un Remitente utilice más de un Sistema de Transporte.
- j) Elaborar las Cuentas de Balance.
- k) Informar a los Remitentes el programa de mantenimiento de su Sistema de Transporte.
- l) Las demás asignadas en este Reglamento.

Los Transportadores mantendrán en funcionamiento sus CPCs las 24 horas del día, con disponibilidad de personal técnico capacitado para atender y monitorear la operación de sus gasoductos. Cuando un Transportador lo considere conveniente, podrá contratar la realización de las actividades a), b), e) f), g) y h) con un CPC de otro Transportador.

Los costos de eficiencia que demande el funcionamiento de los CPC, los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, y los activos correspondientes serán remunerados al Transportador a través de los correspondientes cargos de transporte.

4.3 MANUAL DE INFORMACIÓN Y PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES Y COMERCIALES DEL TRANSPORTADOR –MANUAL DEL TRANSPORTADOR–

Los Transportadores deberán desarrollar un Manual del Transportador que incluya la información y procedimientos operacionales y comerciales más relevantes, entre los cuales están:

a) Información y Procedimientos Comerciales.

- Cargos para los diferentes servicios de transporte.
- Contratos tipo para los diferentes servicios de transporte.
- Procedimientos de solicitud y asignación de servicios de transporte.
- Procedimiento de Subasta de Capacidad Disponible Primaria.
- Procedimientos para liberación de capacidad.
- Procedimientos para solicitud de desvíos.
- Formatos y procedimientos para solicitud de conexión.
- Metodología para determinación de costos de Conexiones, Puntos de Salida y Puntos de Entrada
- Costos tipo para Puntos de Entrada y Puntos de Salida

b) Información y Procedimientos Operacionales.

- Mapa del Sistema de Transporte.
- Capacidad Máxima de Gasoductos.
- Formatos del Ciclo de Nominación y Renominación.
- Procedimientos para solución de desbalances.
- Acuerdos Operativos de Balance proforma.
- Procedimientos de medición.
- Plan de contingencias y coordinación de seguridad.

Con el fin de asegurar la estandarización de prácticas operacionales y comerciales, el Consejo Nacional de Operación elaborará un Manual Guía dentro de los tres (3) meses siguientes a su conformación. Dicho Manual servirá de base para que los Transportadores elaboren su correspondiente Manual dentro de los tres (3) meses siguientes a la elaboración del Manual Guía del Transportador por parte del CNO.

El Manual del Transportador debe ser consistente con las estipulaciones contenidas en el RUT, estará disponible a través del BEO del Transportador y deberá ser enviado a la CREG y a la SSPD para el ejercicio de sus funciones una vez sea elaborado y cada vez que sea modificado.

4.4 REGISTRO DE INTERRUPCIONES [MODIFICADO: RESOLUCIÓN CREG 089 DE 2013, ARTÍCULO 55, NUM. 1]

Resolución CREG-089 de 2013, art. 55, num. 1.

El Transportador deberá elaborar un registro de interrupciones del servicio, que debe contener como mínimo la siguiente información:

- Descripción de la interrupción.
- Secuencia de la interrupción (horas y minutos).
- Demanda no atendida.
- Causas de la interrupción
- Conclusiones y Recomendaciones.

Salvo situaciones de fuerza mayor, no se admitirán interrupciones por labores de mantenimiento.

4.4.1 Estadísticas de Interrupciones

Los Transportadores de los diferentes Sistemas de Transporte deberán llevar registros discriminados de duración y frecuencia de interrupciones en la prestación del servicio, que serán reportados anualmente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la CREG para el ejercicio de sus funciones. Dichos reportes se elaborarán antes de finalizar el primer trimestre de cada año y deberán ser almacenados en forma magnética durante un período no inferior a tres (3) años. La base de datos correspondiente deberá estar disponible en el momento que lo soliciten las autoridades competentes.

4.4.2 Clasificación de las Interrupciones del Servicio

El CNO de acuerdo con la propuesta que presenten los Transportadores, elaborará una clasificación de interrupciones del servicio teniendo en cuenta su duración, causa y si estas obedecen a eventos programados o no programados.

4.4.3 Indicadores de Calidad del Servicio

Con base en lo anterior, la CREG establecerá, en Resolución posterior los indicadores de calidad del servicio que deberán cumplir los Transportadores.

4.4.4 Retiro de activos en servicio

El transportador deberá reportar al CNO y a la CREG el retiro del servicio de cualquier activo propio de la operación del gasoducto con tres meses de anticipación a la ocurrencia de dicho evento.

4.5 NOMINACIONES

Para cada hora del Día de Gas, los Remitentes, diferentes a las Distribuidoras, deberán nominar al CPC respectivo la Cantidad de Energía a transportar y al Productor-comercializador o Comercializador correspondiente la Cantidad de Energía a entregar el Día de Gas siguiente a la Nominación.

Cualquier Remitente, de común acuerdo con el Transportador, con el Productor-comercializador o con el Comercializador, según sea el caso, podrá acordar períodos de anticipación para el envío de las Nominaciones diferentes a los establecidos en el presente Artículo, independientemente de la Cantidad de Energía Nominada.

Las empresas Distribuidoras deberán nominar al CPC respectivo la Cantidad de Energía a transportar diariamente y al Productor-comercializador o Comercializador correspondiente la Cantidad de Energía a entregar diariamente para el Día de Gas siguiente a la Nominación. En todo caso, dichas nominaciones incluirán un perfil de la demanda horaria estimada por el Distribuidor.

Es responsabilidad del Remitente y de los CPCs cumplir con el Ciclo de Nominación establecido en el presente Artículo. Los Remitentes que utilicen diariamente menos del 5% de la Capacidad Máxima del Gasoducto en el cual está localizado el Punto de Salida podrán entregar semanalmente al CPC el perfil típico de su demanda horaria esperada.

4.5.1 CICLO DE NOMINACIÓN DE TRANSPORTE

El Ciclo de Nominación de Transporte fija los plazos, los horarios y las etapas requeridas para permitir a los Centros Principales de Control (CPC), programar la energía y el volumen a transportar para el siguiente Día de Gas. Las nominaciones deberán realizarse en unidades de energía con el poder calorífico correspondiente, como se establece a continuación:

Cuadro 1, Ciclo de Nominación de Transporte.

HORA	ACTIVIDAD
16:25	Hora límite para el recibo por parte de los CPCs, de las Nominaciones efectuadas por sus Remitentes.
18:20	Hora límite para que el CPC informe a sus Remitentes sobre el Programa de Transporte de Gas Natural factible y la Cantidad de Energía Autorizada.
18:50	Hora límite para el envío de la Cantidad de Energía Confirmada por parte de los Remitentes, a los CPCs respectivos.
19:50	Hora límite para la coordinación de programas de Transporte entre CPCs.
20:20	Hora límite para que el CPC envíe a sus Remitentes el Programa de Transporte de gas definitivo.

Parágrafo: En todo caso, el Ciclo de Nominación de Transporte se iniciará una (1) hora y veinte (20) minutos después de concluido el Despacho Eléctrico, según los horarios para el Despacho Eléctrico determinados por la CREG, sin exceder las 16:25 horas del día anterior al Día de Gas.

Resolución CREG-154 de 2008, art. 1°.

4.5.1 CICLO DE NOMINACIÓN DE TRANSPORTE

El Ciclo de Nominación de Transporte fija los plazos, los horarios y las etapas requeridas para permitir a los Centros Principales de Control (CPC), programar la energía y el volumen a transportar para el siguiente Día de Gas. Las nominaciones deberán realizarse en unidades de energía con el poder calorífico correspondiente, como se establece a continuación:

Cuadro 1, Ciclo de Nominación de Transporte

HORA	ACTIVIDAD
16:20	Hora límite para el recibo por parte de los CPCs, de las Nominaciones efectuadas por sus Remitentes.
18:20	Hora límite para que el CPC informe a sus Remitentes sobre el Programa de Transporte de Gas Natural factible y la Cantidad de Energía Autorizada.
18:50	Hora límite para el envío de la Cantidad de Energía Confirmada por parte de los Remitentes, a los CPCs respectivos.
19:50	Hora límite para la coordinación de programas de Transporte entre CPCs
20:20	Hora límite para que el CPC envíe a sus Remitentes el Programa de Transporte de gas definitivo.

Parágrafo: En todo caso, el Ciclo de Nominación de Transporte se iniciará una (1) hora y quince (15) minutos después de concluido el Despacho Eléctrico, según los horarios para el Despacho Eléctrico determinados por la CREG, sin exceder las 16:20 horas del día anterior al Día de Gas.

Resolución CREG-071 de 1999, num. 4.5.1 del Anexo general, modificada por la Resolución CREG-014 de 2003.

4.5.1.1 Verificación de información de la Nominación

El CPC, podrá rechazar una Nominación que no cumpla con el formato de Nominación - Confirmación establecido en este Reglamento, o que no sea transmitida dentro de los términos y plazos estipulados en el Ciclo de Nominación de Transporte. En este caso, el CPC asumirá que la Cantidad de Energía Nominada por el Remitente es igual a la del día anterior para Remitentes que atiendan Usuarios Regulados o igual a cero para los demás remitentes.

4.5.1.2 Confirmaciones

Una vez se divulgue, dentro del horario señalado, el Programa de Transporte para el Día de Gas, el Remitente deberá confirmar ante el CPC respectivo la Cantidad de Energía que requiere entregar o tomar del Sistema de Transporte correspondiente y que sea compatible con la Cantidad de Energía Autorizada en dicho Programa. El Remitente o el respectivo CPC, según el caso, son responsables tanto de la Cantidad de Energía Confirmada como de la Cantidad de Energía Autorizada, respectivamente.

Si hay discrepancia entre la Cantidad de Energía Autorizada y la Confirmada, el CPC usará la menor Cantidad de Energía entre la Autorizada y la Confirmada.

Si durante el proceso el Remitente no efectúa la correspondiente confirmación, el CPC respectivo asumirá que la Cantidad de Energía Confirmada por dicho Remitente es igual a la Cantidad de Energía Autorizada.

Si durante el Ciclo de Nominación de Transporte el CPC no envía la Cantidad de Energía Autorizada al Remitente, este asumirá que la Cantidad de Energía Autorizada es igual a la Cantidad de Energía Nominada.

4.5.1.3 Renominaciones de transporte

El Remitente podrá efectuar, y el CPC respectivo deberá aceptar, por lo menos cuatro (4) renominaciones durante el Día de Gas, siempre y cuando las respecti-

Las solicitudes sean enviadas al menos con seis (6) horas de anticipación al momento en que se requiera la modificación en el flujo de Gas. El CPC podrá negar la aprobación de la renominación si existen limitaciones técnicas o de capacidad demostrables en el Sistema Nacional de Transporte.

Las cuatro renominaciones que el Transportador está obligado a aceptar durante el Día de Gas deberán realizarse en forma sincronizada a nivel nacional en los horarios que determine el CNO.

4.5.1.4 *Formato para las Nominaciones, Renominaciones y Confirmaciones*

El formato de Nominación, Renominación y Confirmación deberá incluir como mínimo la siguiente información:

- a) Nombre del Remitente e identificación del Contrato de Transporte;
- b) Nombre del CPC del Remitente;
- c) Hora y fecha de iniciación;
- d) Hora y fecha de terminación;
- e) Hora exacta de recibo de la Nominación o la Renominación;
- f) Hora exacta de recibo de la Confirmación;
- g) Tipo de transacción;
- h) Punto de Entrada;
- i) Punto de Salida;
- j) Cantidad de Energía Nominada horaria, o diaria para el caso del distribuidor, en Mbtu, con el poder calorífico correspondiente;
- k) Cantidad de Energía Confirmada horaria, o diaria para el caso del distribuidor, en MBtu ;
- l) Transportadores involucrados.

4.5.2 *Ciclo de Nominación de Suministro de Gas*

El Ciclo de Nominación de Suministro de Gas fija los plazos, los horarios y las etapas requeridas para permitir a los Productores-Comercializadores y a los Comercializadores programar el suministro de gas, según el caso, para el siguiente Día de Gas. Las nominaciones de Suministro de Gas deberán efectuarse como se establece a continuación:

Cuadro 2, Ciclo de Nominación de Suministro de Gas.

HORA	ACTIVIDAD
15:30	Hora límite para el recibo por parte de los Productores-Comercializadores o Comercializadores, de las Nominaciones diarias efectuadas por los Remitentes.
16:15	Hora límite para que el Productor-Comercializador o Comercializador autorice a los Remitentes la Cantidad de Energía a suministrar.
18:50	Hora límite para que los Remitentes confirmen la Cantidad de
19:50	Energía a suministrar. Hora límite para que los Productores-Comercializadores o Comercializadores envíen al comprador de gas el programa de suministro de gas definitivo.

Parágrafo: En todo caso, el Ciclo de Nominación de Suministro se iniciará inmediatamente después de concluido el Despacho Eléctrico, según los horarios para el Despacho Eléctrico determinados por la CREG, sin exceder las 15:30 horas del día anterior al Día de Gas.

Resolución CREG-154 de 2008, art. 2.

Texto anterior del numeral 4.5.2. del Anexo General de la Resolución CREG-071 de 1999, modificado por la Resolución CREG-014 de 2003:

4.5.2 CICLO DE NOMINACIÓN DE SUMINISTRO DE GAS

El Ciclo de Nominación de Suministro de Gas fija los plazos, los horarios y las etapas requeridas para permitir a los Productores-Comercializadores y a los Comercializadores programar el suministro de gas, según el caso, para el siguiente Día de Gas. Las nominaciones de Suministro de Gas deberán efectuarse como se establece a continuación:

Cuadro 2, Ciclo de Nominación de Suministro de Gas

HORA	ACTIVIDAD
15:20	Hora límite para el recibo por parte de los Productores-Comercializadores o Comercializadores, de las Nominaciones diarias efectuadas por los Remitentes.
16:05	Hora límite para que el Productor-Comercializador o Comercializador autorice a los Remitentes la Cantidad de Energía a suministrar.
18:50	Hora límite para que los Remitentes confirmen la Cantidad de Energía a suministrar
19:50	Hora límite para que los Productores-Comercializadores o Comercializadores envíen al comprador de gas el programa de suministro de gas definitivo.

Parágrafo: En todo caso, el Ciclo de Nominación de Suministro se iniciará inmediatamente después de concluido el Despacho Eléctrico, según los horarios para el Despacho Eléctrico determinados por la CREG, sin exceder las 15:20 horas del día anterior al Día de Gas.

Resolución CREG-071 de 1999, num. 4.5.2 del Anexo general, modificada por la Resolución CREG-014 de 2003.

4.5.2.1 Verificación de información de la Nominación

El Productor-Comercializador o el Comercializador, podrá rechazar una Nominación que no cumpla con el formato de Nominación - Confirmación que acuerden las partes, o que no sea transmitida dentro de los términos y plazos estipulados en el Ciclo de Nominación de Suministro. En este caso, se asumirá que la Cantidad de Energía Nominada por el Remitente es igual a la del día anterior para Remitentes que atiendan Usuarios Regulados o igual a cero para los demás Remitentes.

Cualquier Agente, de común acuerdo con el Productor-Comercializador o comercializador, podrá acordar períodos de anticipación para el envío de las Nominaciones de Suministro diferentes a los establecidos en el presente Artículo, independientemente de la Cantidad de Energía Nominada.

4.5.2.2 Renominaciones de suministro

El Remitente podrá efectuar, y el Productor-Comercializador o Comercializador, según el caso, deberá aceptar, por lo menos cuatro (4) renominaciones durante el Día de Gas, siempre y cuando las respectivas solicitudes sean enviadas al menos con seis (6) horas de anticipación al momento en que se requiera la modificación en el flujo de Gas. El Productor-comercializador o Comercializador podrá negar la aprobación de la renominación si existen limitaciones técnicas o de capacidad en las facilidades de suministro.

Las Renominaciones de suministro deberán efectuarse en forma sincronizada a nivel nacional una hora antes de las horas establecidas por el CNO para las Renominaciones de transporte.

Concordancia: Resolución CREG-089 de 2013, art. 53.

4.6 OPERACIÓN DEL SISTEMA

4.6.1 *Obligación de Mantener la Estabilidad Operacional del Sistema de Transporte*

El Sistema de Transporte está operacionalmente estable cuando las presiones se encuentran dentro de los rangos técnicamente admisibles y permiten al Transportador cumplir con sus obligaciones con todos los Remitentes.

El Transportador está obligado a mantener la estabilidad operacional de su Sistema, de tal modo que garantice seguridad en sus instalaciones y en las instalaciones de los Agentes, así como el cumplimiento de los indicadores de calidad establecidos por la CREG. Las presiones en los Puntos de Salida serán establecidas en los Contratos, diferenciando la presión de operación normal (presión de contrato), de la presión mínima aceptable para asegurar la calidad del servicio a los Agentes.

El Transportador deberá definir la Capacidad Máxima del Gasoducto para cada gasoducto de su Sistema de Transporte. Dicha Capacidad, así como las presiones en los Puntos de Salida deberán ser incluidas en el BEO de cada Transportador.

4.6.2 *Órdenes Operacionales*

Cuando un Sistema de Transporte esté en Estado de Emergencia, el Transportador podrá impartir órdenes operacionales a los Agentes conectados a su Sistema de Transporte, entre las cuales podrá establecer restricciones temporales en el servicio, y tomar otras acciones necesarias para mantener la estabilidad del Sistema. En los casos anteriores, el Transportador deberá comunicarle al Agente las acciones correctivas a tomar de manera inmediata. Si a juicio del Transportador, el Agente no toma las acciones correctivas o estas son insuficientes, el Transportador podrá suspender el servicio hasta lograr la estabilidad de su sistema, sin perjuicio de las compensaciones establecidas en este Reglamento o las pactadas contractualmente.

Si la atención de un Estado de Emergencia lo hace necesario, el Transportador podrá solicitar al Centro Nacional de Despacho un redespacho eléctrico o una autorización de desviación. Sí, como consecuencia de dicho redespacho, se originan sobrecostos para el Sistema Interconectado Nacional, estos sobrecostos serán asumidos, en primera instancia, por el Transportador que solicitó el redespacho, sin perjuicio de que éste los traslade al Agente que ocasionó la emergencia en el Sistema Nacional de Transporte, si a ello hubiere lugar.

De acuerdo con lo anterior, se tendrá como causa de Redespacho, adicional a las establecidas en el Artículo 2 de la Resolución CREG-122 de 1998, que modifica el

Numeral 4.1 CAUSAS DE REDESPACHO del Código de Operación (Código de Redes – Resolución CREG-025 de 1995), la siguiente:

- Aumento o reducción de la capacidad de generación de una Unidad de Generación Térmica a gas cuando esta modificación se requiera para atender Estados de Emergencia del Sistema Nacional de Transporte de Gas.

4.6.3 Obligaciones del Remitente

Todo Remitente está en la obligación de mantenerse dentro de las Cantidades de Energía Confirmadas para permitir la estabilidad operacional del Sistema, y deberá asegurar que terceros, con los cuales tenga relaciones contractuales por el gas que remite, no afecten dicha estabilidad. El incumplimiento de esta obligación lo hará responsable por los efectos que produzca la inestabilidad operacional causada al sistema, sin perjuicio de que el Remitente pueda repetir contra el tercero.

Cuando el Remitente o el Productor-comercializador o Comercializador con quien el Remitente tenga relación contractual de suministro entregue o tome más o menos Cantidad de la Energía Confirmada, de tal forma que ponga en peligro la estabilidad del Sistema, dará derecho al Transportador a solicitar la corrección inmediata de la situación, o en caso de persistir la anomalía a suspender temporalmente el servicio, sin perjuicio de la aplicación de las compensaciones correspondientes.

4.6.4 Acuerdos de Balance

Un Acuerdo de Balance es un documento escrito pactado mutuamente entre dos partes, mediante el cual se especifican los procedimientos que se utilizarán para el manejo comercial de los Desbalances que presente diariamente un Sistema de Transporte. Podrán celebrarse Acuerdos de Balance, entre cualquier pareja de Agentes. Al atender los Desbalances de Energía, el CPC tendrá el siguiente orden de prioridad:

- a) Los de Balance Acuerdos de Balance entre Remitentes.
- b) Acuerdos de Balance entre Remitentes y Productores-Comercializadores, Comercializadores o Almacenadores.
- c) Acuerdo entre Transportadores y cualquier otro Agente.

Todo Remitente que suscriba un Acuerdo de Balance con cualquier Agente diferente al Transportador, deberá entregar copia de dicho acuerdo al CPC correspondiente, así mismo el Transportador deberá suministrar información oportuna a sus Remitentes para facilitar el manejo de Desbalances por parte de cada Remitente.

En aquellos casos en los cuales el Transportador adquiera gas, con el propósito de corregir Desbalances de energía, el Transportador podrá establecer libremente el precio del gas suministrado al Remitente.

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural elaborará Acuerdos de Balance marco, que servirán de guía para elaborar los Acuerdos de Balance que utilicen los Sistemas de Transporte.

4.6.5 Cuenta de Balance de Energía

La Cuenta de Balance de Energía es un instrumento que registra los Desbalances de Energía acumulados de un Remitente y las acciones para corregirlos. La Cuenta de Balance de Energía se actualizará diariamente de acuerdo con las mediciones que efectúe el Transportador y con la alternativa de Acuerdo de Balance adoptada por los Remitentes para equilibrar los Desbalances.

Si los volúmenes tomados por el Remitente son inferiores al 5% de la Capacidad Máxima del Gasoducto, y el Transportador no puede obtener los datos operacionales en forma diaria, la Cuenta de Balance podrá ser elaborada mensualmente. En este caso se utilizará el proceso de reconciliación sin que esto implique reabrir las Cuentas Diarias de Balance de todos los Remitentes del Sistema de Transporte.

Cuando los equipos de Medición acordados por las partes lo permitan, el CPC respectivo pondrá a disposición diariamente en el BEO, a más tardar a las 12:00 horas, la Cuenta de Balance de Energía de cada Remitente, con el Desbalance preliminar hasta las 24:00 horas del día anterior de gas, en el formato que el mismo disponga. Con esta información el Remitente podrá conocer la Cantidad de Energía que tiene a favor o en contra en el inventario del gasoducto, de tal forma que si lo requiere pueda tomar acciones necesarias para hacer que la Cuenta de Balance tienda a cero al final del mes correspondiente.

El Remitente podrá utilizar, además de las opciones descritas en el numeral 4.6.4, nominaciones diferentes de entrada y salida para equilibrar su Cuentas de Balance, siempre que estas nominaciones se efectúen dentro de los ciclos de nominación de suministro y transporte establecidos en el presente Reglamento.

4.6.6 Rango de Tolerancia

El objetivo de los Remitentes y Transportadores es evitar Variaciones de Entrada y Salida. Sin embargo, el Transportador aceptará que los Remitentes entreguen o tomen gas dentro de los Volúmenes que comprendan el Rango de Tolerancia por Variación de Entrada y Variación de Salida que se definirán para cada hora del Día de Gas, de la siguiente manera:

$$\text{Rango de Tolerancia} = \left[1 - \frac{\text{Cap. Programada}}{\text{Cap. Gasoducto}} \right] * 100$$

El CPC establecerá Rangos de Tolerancia para cada hora del Día de Gas. Dichos Rangos deberán ser colocados diariamente en el Boletín Electrónico de Operaciones una vez se concluya el Programa de Transporte para el siguiente Día de Gas.

Al finalizar el Día de Gas, el Transportador establecerá las Variaciones de Entrada y Salida en términos de energía y las convertirá a volumen, utilizando los poderes caloríficos de la corriente de gas en los Puntos de Entrada y Salida respectivamente.

Parágrafo: Para el caso de Distribuidoras el CPC establecerá rangos de tolerancia diarios para cada Día de Gas, en forma consistente con la fórmula y procedimientos utilizados para establecer los rangos de tolerancia horarios.

4.7 INCUMPLIMIENTO Y COMPENSACIONES

Los Agentes y Transportadores están en la obligación de cumplir y hacer cumplir los términos y condiciones técnicas contenidas en el RUT.

En el caso del Remitente, el incumplimiento o el cumplimiento tardío o parcial de cualquiera de las obligaciones podrá dar lugar, según el caso, a la terminación del Contrato o a la suspensión del servicio, sin perjuicio de que el Transportador pueda ejercer todos los demás derechos que las Leyes, el presente Reglamento y los Contratos le concedan para el evento del incumplimiento.

En el caso del Transportador el incumplimiento o el cumplimiento tardío o parcial de cualquiera de las obligaciones podrá dar lugar a las compensaciones pecuniaras del caso, adicionalmente a las sanciones que puedan disponer la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y las contempladas en el Código Civil por responsabilidad civil contractual.

4.7.1 *Compensaciones por Variaciones de Entrada y Salida*

Las Variaciones de Entrada y Salida causadas por los Agentes, serán objeto de compensaciones que se establecerán de acuerdo con matrices de compensaciones por Variaciones de Entrada y Variaciones de Salida, como se muestra a continuación:

Cuadro 3. Compensaciones por Variaciones de Entrada y Variaciones de Salida.
(% del cargo de AOM y costos de compresión del gasoducto para ser multiplicado por el equivalente volumétrico de la Variación de Entrada o de Salida)

Rango de Tolerancia %	% de Variación de Entrada y Salida con relación a la Cantidad de Energía Confirmada									
	0-10%	11-20%	21-30%	31-40%	41-50%	51-60%				
91-100%		a1 x A	a2 x A	a3 x A	a4 x A	a5 x A	a6 x A	a7 x A	a8 x A	a9 x A
81-90%		a2 x A	a3 x A	A4 x A	a5 x A	a6 x A	a7 x A	a8 x A	a9 x A	a10xA
71-80%		a3 x A	a4 x A	A5 x A	a6 x A	a7 x A	a8 x A	a9 x A	a10xA	a11xA
61-70%		a4 x A	a5 x A	a6 x A	a7 x A	a8 x A	a9 x A	a10xA	a11xA	a12xA
51-60%	a4 x A	a5 x A	a6 x A	a7 x A	a8 x A	a9 x A	a10xA	a11xA	a12xA	a13xA
41-50%	a5 x A	a6 x A	a7 x A	a8 x A	a9 x A	a10xA	a11xA	a12xA	a13xA	a14xA
31-40%	a6 x A	a7 x A	a8 x A	a9 x A	a10xA	a11xA	a12xA	a13xA	a14xA	a15xA
21-30%	a7 x A +C	a8 x A +C	a9 x A +C	a10xA +C	a11xA +C	a12xA +C	a13xA +C	a14xA +C	a15xA +C	a16xA +C
11-20%	a8 x A +C	a9 x A +C	a10xA +C	a11xA +C	a12xA +C	a13xA +C	a14xA +C	a15xA +C	a16xA +C	a17xA +C
0-10%	a9 x A +C	a10xA +C	a11xA +C	a12xA +C	a13xA +C	a14xA +C	a15xA +C	a16xA +C	a17xA +C	a18xA +C

CONVENCIONES:

	Variaciones admitidas sin pago de compensaciones.
	Compensaciones proporcionales al cargo de AOM del gasoducto.
	Compensaciones proporcionales al cargo de AOM del gasoducto más el costo de compresión si llegare a requerirse.

Donde:

A = Cargo de Administración, Operación y Mantenimiento aprobado por la CREG para el gasoducto.

C = Costos de compresión del gasoducto, si llegare a requerirse.

Los parámetros base propuestos por la CREG para la elaboración de las matrices de compensación son los siguientes:

PARAMETROS:

$$a1 = 0.5$$

$$a_n = a(n-1) + 0.20$$

Parágrafo: Para el caso específico de las empresas distribuidoras de gas las Variaciones de Entrada y de Salida se establecerán diariamente, así como las correspondientes matrices de compensación.

A partir de los parámetros base propuestos por la Comisión, el Consejo Nacional de Operación deberá elaborar las matrices de compensación de cada gasoducto, pudiendo establecer diferentes parámetros según cada caso particular. Las matrices de compensación que establezca el CNO deberán ser sometidas a aprobación de la CREG, a más tardar dos meses después de su conformación, de lo contrario la CREG adoptará la matriz de compensación que se propone en el presente reglamento. La vigencia de las matrices de compensación será equivalente al período regulatorio para la actividad de Transporte. No obstante, el Consejo Nacional de Operación efectuará una evaluación de su aplicación al primer año de vigencia de este RUT y la enviará a la CREG. De encontrar mérito, la Comisión efectuará los ajustes correspondientes.

Las compensaciones se calcularán diariamente y se facturarán mensualmente. Las compensaciones, se aplicarán sin perjuicio del pago de: a) el gas que se vea obligado eventualmente a adquirir el Transportador para cubrir los Desbalances ocasionados por los Agentes y b) los costos de transporte por Variaciones que excedan la capacidad contratada de un Remitente. Adicionalmente, el Agente que sea causante de Variaciones será responsable por los daños y perjuicios causados a terceros, en los términos que la Ley y los respectivos contratos lo establezcan. El Agente que cause una Variación de Entrada o de Salida pagará al Transportador el monto de las compensaciones que establece el presente Artículo.

Cuando el causante de una Variación sea el Transportador, deberá pagar una Compensación igual a la que pagaría un Remitente, sin perjuicio de los demás derechos que tenga el Remitente en virtud de las leyes y los contratos suscritos.

Derogado por Resolución CREG-089 de 2013, art. 56, num. 13.

4.8 RESTRICCIONES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

La CREG, en Resolución separada, establecerá los procedimientos para el manejo de restricciones transitorias de Capacidad de Transporte. En el entretanto, se mantendrán las disposiciones vigentes, expedidas por la autoridad competente.

4.9 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE GAS DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE

Las pérdidas de gas de un Sistema de Transporte serán calculadas de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdidas} = \sum Ce + (Cai - Caf) - \sum Ct - \sum Cop.$$

Donde:

- ΣCe : Sumatoria de la Cantidad de Energía entregada en todos los Puntos de Entrada del Sistema de Transporte, durante el período de análisis.
- Cai : Cantidad de Energía almacenada en el Sistema de Transporte al inicio del período de análisis.
- Caf : Cantidad de Energía almacenada en el Sistema de Transporte al final del período de análisis.
- ΣCt : Sumatoria de la Cantidad de Energía tomada en todos los Puntos de Salida del Sistema, de Transporte durante el período de análisis.
- ΣCop : Sumatoria de la Cantidad de Energía utilizada por el Transportador para el funcionamiento del Sistema de Transporte, durante el período de análisis.

El Manual del Transportador, deberá tener claramente establecido el procedimiento de cálculo de la Cantidad de Energía almacenada en el Sistema de Transporte (Cai y Caf).

4.9.1 Asignación de Pérdidas de Gas

Las pérdidas de gas del Sistema de Transporte que excedan del uno por ciento (1%) serán asumidas por el Transportador. Las pérdidas de gas que no excedan el 1% serán distribuidas entre los Remitentes en forma proporcional a la Cantidad de Energía transportada y serán reconocidas por éstos al Transportador en la factura mensual del servicio.

El costo del transporte de las pérdidas de gas hasta el 1% está incorporado en la tarifa de transporte y por lo tanto el Transportador no puede cobrar un cargo adicional por este concepto.

4.10 CUSTODIA Y TÍTULO SOBRE EL GAS

El Transportador ejercerá custodia sobre el gas a partir del momento en que lo entrega el Remitente o quien este designe en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte de conformidad con los términos y condiciones del presente Reglamento y hasta el momento que lo toma el Remitente o a quien este designe en el Punto de Salida del Sistema.

Es responsabilidad del Remitente garantizar que posee, controla, tiene el derecho de entregar o de hacer entregar por su cuenta el Gas Natural que el Transportador reciba en el Punto de Entrada del Sistema.

El Remitente mantendrá libre de responsabilidad al Transportador de buena fe, exento de culpa, por todo reclamo, acción o perjuicio que pudieren resultar de

demandas, reclamos o acciones judiciales y extrajudiciales de terceras personas que disputen la propiedad o tenencia sobre el Gas Natural que se transporte. El Transportador, mientras mantenga bajo su custodia el gas, mantendrá libre de responsabilidad al Remitente por todo reclamo, acción o perjuicio que pudiera resultar por demandas, reclamos o acciones judiciales y extrajudiciales de terceras personas, relacionadas con dicho gas.

4.11 OFICINA DE ATENCIÓN DE EMERGENCIAS

Toda empresa de transporte deberá contar con un servicio de atención de emergencias, que funcione las 24 horas del día. La oficina de atención de emergencias deberá disponer de procedimientos para el manejo de emergencias y deberá llevar un registro de todas las emergencias presentadas, indicando claramente la causa, y el correctivo correspondiente.

5. MEDICIÓN Y FACTURACIÓN

5.1 MEDICIÓN

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

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

Resolución CREG-126 de 2013, art. 2.

5.1 MEDICIÓN

Las mediciones volumétricas y la determinación de los mecanismos y procedimientos que permitan establecer la calidad del gas y su contenido energético deberán efectuarse en todos los Puntos de Entrada y Salida del Sistema Nacional de Transporte. Donde exista Telemedición, la medición de estos parámetros se

efectuará en línea sobre una base horaria. Para aquellos puntos, que no cuenten con equipos de Telemedición, la determinación de volúmenes transportados, Variaciones y Desbalances de energía se realizará por parte del CPC, de forma tal que permitan efectuar el cierre diario de la operación. Una vez se obtengan las mediciones correspondientes a los Puntos de Salida que no dispongan de Telemedición, se efectuarán los ajustes del caso mediante un proceso de reconciliación.

La medición o determinación, según sea el caso, de los parámetros establecidos en el presente Reglamento en los Puntos de Salida y en los Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte será realizada por el Transportador.

Resolución CREG-071 de 1999.

5.2 MEDICIÓN Y ASIGNACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA EN PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA

5.2.1 *Medición de Cantidades de Energía y Calidad del Gas en Puntos de Entrada*

Para realizar la Medición de las Cantidades de Energía y la Calidad del Gas en Puntos de Entrada se dispondrán de cromatógrafos de registro continuo cuya propiedad, así como su operación y mantenimiento serán responsabilidad del Productor-Comercializador correspondiente. La responsabilidad de la Medición de Cantidades de Energía será del Transportador.

5.2.2 *Asignación de Cantidades de Energía en Puntos de Entrada*

Cuando exista más de una Nominación de Transporte de gas a partir del mismo Punto de Entrada, el Productor-Comercializador asignará las Cantidades de Energía entregadas en dicho punto entre cada uno de los Remitentes. Dicha asignación podrá realizarse con base en una metodología establecida previamente entre los Agentes, o a prorrata entre las nominaciones Confirmadas.

5.2.3 *Determinación de Cantidades de Energía y Calidad del Gas en Estaciones de Salida*

La Determinación de las Cantidades de Energía y la Calidad del Gas en Estaciones de Salida se establecerá de acuerdo con las especificaciones, periodicidad y metodología de monitoreo que acuerden mutuamente el Transportador y el Remitente. El costo de los equipos de monitoreo, en los casos en que se requiera será cubierto por los Remitentes. La responsabilidad de la Medición de Cantidades de Energía será del Transportador.

Para las especificaciones del Sistema de Medición deberá corresponder a las clases referenciadas en la siguiente tabla:

DESCRIPCIÓN	CLASE A	CLASE B	CLASE C	CLASE D
Flujo Máximo Diseño Sistemas de Medición	>353 KPCH >9995,7 m ³ /h	<353> 35,3 KPCH <9995,7> 999,5 m ³ /h	<35,3> 10 KPCH <999,5> 283,16 m ³ /h	<10 KPCH <283,16m ³ /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.

Los Sistemas de Medición para cualquier Remitente deberán proporcionar medidores que brinden registros precisos y adecuados a los efectos de la facturación, así mismo, estos registros deberán ser enviados a los CPC a través de Equipos de Telemetría. El remitente deberá disponer, a su costo, de todos los equipos para medir el volumen y la calidad de manera remota en las Estaciones de Salida.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 3.

5.2.3 Determinación de Cantidades de Energía y Calidad del Gas en Puntos de Salida

La Determinación de las Cantidades de Energía y la Calidad del Gas en Puntos de Salida se establecerá de acuerdo con las especificaciones, periodicidad y metodología de monitoreo que acuerden mutuamente el Transportador y el Remitente. El costo de los equipos de monitoreo, en los casos en que se requiera será cubierto por los Remitentes. La responsabilidad de la Medición de Cantidades de Energía será del Transportador.

Resolución CREG-071 de 1999, num. 5.2.3. del Anexo General.

5.3 MEDICIÓN VOLUMÉTRICA

El volumen de Gas Natural entregado y tomado del Sistema de Transporte es el calculado por el Transportador a Condiciones Estándar a partir de las variables determinadas por los equipos oficiales de medición, debidamente calibrados, empleando los métodos de cálculo establecidos por el fabricante en los manuales específicos para cada tipo de medidor y las recomendaciones de la Asociación Americana de Gas-AGA ("American Gas Association").

5.3.1 *Sistemas de Medición*

Los Sistemas de Medición para transferencia de custodia emplearán medidores homologados de conformidad con la normativa que se encuentre vigente en el País o en su defecto, se emplearán las recomendaciones de la Asociación Americana de Gas – “American Gas Association” (AGA), del “American National Standards Institute” (ANSI), última edición y de la OIML, y constarán de:

- a. Elemento primario: Es el dispositivo esencial usado para la medición del gas; incluye, pero no está limitado a, medidores de orificios, turbinas, ultrasónicos, rotatorios, máscos o de diafragma. Salvo acuerdo entre las partes, para elementos primarios del tipo turbina se evitará el uso de las configuraciones de instalación a que hace referencia el numeral 3.2.2 del reporte No. 7 de AGA, en su edición de 1996, o la que lo modifique, adicione o sustituya.
- b. Elementos secundarios: Corresponden a los elementos registradores, transductores, o transmisores que proporcionan datos, tales como: presión estática, temperatura del gas, presión diferencial, densidad relativa y son de carácter obligatorio para todos los sistemas.
- c. Elementos terciarios: Corresponden a la Terminal Remota, el equipo de Telemetría y un Computador de Flujo o unidad correctora de datos, programado para calcular correctamente el flujo, dentro de límites especificados de exactitud e incertidumbre, que recibe información del elemento primario y de los elementos secundarios.

Resolución CREG-126 de 2012, art. 4.

5.3.1 *Sistema de Medición*

Un sistema de medición consistirá de un elemento primario, elementos secundarios y otros elementos:

- a) Elemento Primario: Será de carácter obligatorio y empleará los medidores homologados por el Ministerio de Desarrollo Económico - Superintendencia de Industria y Comercio - de conformidad con el Decreto 2269 de 1993 o las normas que lo modifiquen o sustituyan, o en su defecto, se emplearán las recomendaciones de la Asociación Americana de Gas “American Gas Association,” (AGA), última edición.
- b) Elementos Secundarios: Será de carácter opcional si lo requiere por cualquiera de las partes. Cuando se trate de manejo de volúmenes iguales o superiores a 100.000 PCD, o su equivalente en m³, podrán utilizarse elementos electrónicos, con capacidad de computar el volumen que fluye por el medidor, almacenar la información de las variables de flujo y transmitirlas.
- c) Otros elementos: Transductores de presión y temperatura, celdas diferenciales, manómetros, termómetros, entre otros, necesarios para determinar la medición de gas.

Resolución CREG-071 de 1999, num. 5.3.1 del Anexo General.

5.3.2 *Propiedad del Sistema de Medición*

La propiedad de un Sistema de Medición será del Productor-Comercializador o del Remitente, según se trate de Puntos de Entrada o Puntos de Salida, respectivamente. Los costos de las instalaciones, equipos de medición, control remoto y telemetría del flujo de gas, y equipos para la toma de muestras para analizar la calidad del gas, como parte de los Sistemas de Medición, estarán a cargo del propietario de éste.

Los Agentes podrán adquirir los Sistemas de Medición al Transportador o a terceros; en todos los casos los equipos cumplirán con lo previsto en las Normas Técnicas Colombianas o las homologadas por la autoridad competente.

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

5.3.3 *Instalación, Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Medición*

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

5.3.4 *Reparación y Reposición del Sistema de Medición*

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

Es obligación del Agente hacer reparar o reemplazar los Sistemas de Medición de su propiedad y los Equipos de Telemetría, a satisfacción del Transportador, dentro de los estándares técnicos, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos.

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

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

Resolución CREG-126 de 2013, art. 5.

5.3.4 Reparación y Reposición del Sistema de Medición

Es obligación del Agente hacer reparar o reemplazar los Sistemas de Medición de su propiedad, a satisfacción del Transportador, dentro de los estándares técnicos, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos. Cuando el Agente, pasados dos periodos de facturación, no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los equipos de su propiedad, el Transportador podrá hacerlo por cuenta del Agente. Cuando sea de su propiedad, el Sistema de Medición podrá ser retirado por el Transportador en cualquier momento después de la terminación del Contrato de Transporte, sin cargo al Agente propietario.

Resolución CREG-071 de 1999, num. 5.3.4 del Anexo General.

5.3.5 Equipo de Verificación de Medición

Los Agentes podrán contar con doble Medición para entregas y tomas de gas, es decir un equipo principal y un equipo de verificación. El equipo de verificación de la Medición tiene las siguientes finalidades:

1. Ser utilizado por el Transportador para determinar la facturación cuando el medidor oficial presente descalibración o daño.
2. Ser utilizado por el Agente para monitorear o evaluar su propio consumo para efectos contables o de control.

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

5.4 MEDICIÓN DE OTRAS VARIABLES

Será responsabilidad del Transportador determinar la calidad, la gravedad específica y variables como el poder calorífico, entre otras, del Gas Natural que entra

y sale a un Sistema de Transporte. En aquellos casos en los cuales se conecten dos o más Sistemas de Transporte, el Sistema de Medición será acordado entre los Transportadores involucrados.

5.4.1 *Determinación de la Temperatura de Flujo*

La temperatura de flujo será determinada por el Transportador mediante equipos de registro continuo. En su defecto, el Transportador la determinará utilizando el siguiente orden de prioridad:

1. La mejor información de campo disponible;
2. Cálculo matemático basado en los principios básicos de fluidometría; o,
3. De estar disponible, cálculo mediante software.

5.4.2 *Determinación de la Presión de Flujo*

La presión de flujo (estática y diferencial) será determinada utilizando transductores de registro continuo con capacidad de suministro de información electrónica, la cual será manejada por el computador de flujo. En su defecto se determinará a partir de la mejor información de campo, con la siguiente prioridad:

1. Transductores electrónicos ubicados en la misma corriente de flujo de gas.
2. Transductores mecánicos o manómetros ubicados en la misma corriente de flujo de gas.
3. Cualquier otro procedimiento acordado entre las partes.

5.4.3 *Determinación de la Supercompresibilidad del Gas*

La supercompresibilidad del gas será determinada por el Transportador utilizando la metodología establecida por la Asociación Americana de Gas – AGA (“American Gas Association”), en el Manual para la Determinación de Factores de Supercompresibilidad para el Gas Natural (“Manual for the Determination of Supercompressibility Factors for Natural Gas”), última edición.

5.4.4 *Determinación de la Gravedad Específica del Gas*

La gravedad específica en los Puntos de Entrada será determinada por el Transportador empleando gravitómetros de registro continuo o cromatógrafos instalados en línea. En Puntos de Salida, la Gravedad Específica podrá determinarse por el método que acuerden las partes o mediante la toma de muestras representativas de la corriente de gas para ser sometidas a cromatografía gaseosa. En los puntos donde confluyan varios gases, el Transportador deberá instalar, a su cargo, cromatógrafos en línea para medir mezclas de gases.

5.4.5 Determinación del Poder Calorífico

El poder calorífico del gas entregado en los Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte será establecido por el Transportador mediante mediciones de composición de gas a través de cromatógrafos de registro continuo. Los mencionados equipos tendrán la capacidad de calcular el poder calorífico utilizando el método recomendado por la American Gas Association (AGA), en normas tales como la ASTM D3588-81 "Standard Method for Calculating Calorific Value and Specific Gravity (relative density) of Gaseous Fuels", última versión.

El poder calorífico del gas tomado en los Puntos de Salida será determinado según la metodología y con los instrumentos que acuerden las partes.

5.4.6 Equivalencia Energética del Gas Natural

Con base en las mediciones volumétricas y demás parámetros establecidos en los Numerales anteriores, el Transportador determinará diariamente la equivalencia energética del volumen de gas transportado. Dicha información será la base para establecer la liquidación de Variaciones y Desbalances de energía y contratos de suministro de gas.

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

5.5 PRECISIÓN, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

5.5.1. MÁRGENES DE ERROR EN LA MEDICIÓN

Una medición está dentro de los márgenes de error admisibles, cuando al efectuarse la verificación de la calibración del Sistema de Medición oficial (Transductores de presión estática y temperatura, celda de diferencial, etc.) por parte del Transportador, se encuentra dentro de los límites establecidos según la clase a la cual pertenezca el Sistema de Medición, conforme lo establecido en el numeral 5.2.3.

Una medición es inexacta si cualquiera de los porcentajes de variación de cualquier equipo de medición está por fuera de los márgenes de error establecidos según sea la clase del Sistema de Medición. Cuando la Medición sea inexacta, el Sistema de Medición será calibrado a una precisión dentro de los márgenes de error establecidos para la clase del Sistema de Medición.

Si el error combinado de los diferentes equipos involucrados en el Sistema de Medición, afecta el volumen total medido, con una desviación superior a la establecida según la clase del Sistema de Medición, o si por cualquier motivo los Sistemas de Medición presentan fallas en su funcionamiento de modo que el parámetro respectivo no pueda medirse o computarse de los registros respectivos, durante el período que dichos Sistemas de Medición estuvieron fuera de servicio o en falla, el parámetro se determinará con base en la mejor información disponible y haciendo uso del primero de los siguientes métodos que sea factible (o de una combinación de ellos), en su orden:

1. Los registros del Sistema de Medición de Verificación siempre que cumpla con los requisitos indicados en este numeral. Si existe inexactitud en los Sistemas de Medición, se empleará lo previsto en el Numeral 3 siguiente.
2. Corrección del error, si el porcentaje de inexactitud se puede averiguar mediante calibración o cálculo matemático, si ambas partes manifiestan acuerdo;
3. Cualquier otro método acordado por las partes.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 6.

5.5.1 Márgenes de Error en la Medición

Una medición está dentro de los márgenes de error admisibles, cuando al efectuarse la verificación de la calibración del equipo de medición oficial (Transductores de presión estática y temperatura, celda de diferencial, etc.) por parte del Transportador, se encuentra dentro de los siguientes límites:

- a) El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición de las variables del proceso de flujo de gas (presión estática y temperatura, celda diferencial, etc.) está dentro del margen de error de más o menos el uno por ciento ($\pm 1\%$).
- b) El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición para determinar la gravedad específica y el poder calorífico bruto, está dentro del margen de error de más o menos el uno por ciento ($\pm 1\%$).

Una medición es inexacta si cualquiera de los porcentajes de variación de cualquier equipo de medición está por fuera de los anteriores márgenes de error. Cuando la Medición sea inexacta, los equipos de medición serán calibrados a una precisión dentro de los márgenes de error establecidos.

Si el error combinado de los diferentes equipos involucrados en la Medición, afecta el volumen total medido, con una desviación superior a más o menos uno por ciento ($\pm 1\%$), o si por cualquier motivo los medidores presentan fallas en su funcionamiento de modo que el parámetro respectivo no pueda medirse o computarse de los registros respectivos, durante el período que dichos medidores estuvieron fuera de servicio o en falla, el parámetro se determinará con base en la mejor información disponible y haciendo uso del primero de los

siguientes métodos que sea factible (o de una combinación de ellos), en su orden:

1. Los registros del segundo medidor o medidor de verificación siempre que cumpla con los requisitos indicados en el literal a) del presente Numeral. Si existe inexactitud en los medidores, se empleará lo previsto en el Numeral 3 siguiente.
2. Corrección del error, si el porcentaje de inexactitud se puede averiguar mediante calibración o cálculo matemático, si ambas partes manifiestan acuerdo;
3. Cualquier otro método acordado por las partes.

Resolución CREG-071 de 1999, num. 5.5.1 del Anexo General.

5.5.2 *Fraudes a la Conexión o al Equipo de Medición*

En caso de que se verifique que un Agente ha cometido fraude a las conexiones o equipos de medición, la parte afectada podrá suspender el servicio y aplicar las sanciones previstas dentro del Contrato. Adicionalmente, la parte infractora deberá cancelar el consumo no medido de acuerdo con el procedimiento establecido en el Numeral 5.5.1 del presente Reglamento. La reincidencia en el fraude dará lugar a la terminación del Contrato. Dicha actuación deberá adelantarse con la plena garantía del derecho de defensa del Agente.

5.5.3 *Calibración de Equipos de Medición*

5.5.3.1. PRIMERA CALIBRACIÓN

La primera calibración de los equipos de medición del gas, instalados en cada una de las Estaciones de Transferencia de Custodia del Sistema de Transporte, será realizada por el Transportador o por una firma certificada por la ONAC, utilizando equipos con certificados de calibración vigentes. La calibración de los Sistemas de Medición que no pueda ser realizada por el Transportador o firmas nacionales certificadas, deberá llevarse a cabo por laboratorios ubicados en el exterior del país, acreditados de acuerdo con la norma ISO/IEC 17025. Los costos de las calibraciones en que este incurra serán a cargo del propietario de los equipos de transferencia de custodia.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 7.

5.5.3.1 *Primera calibración*

La primera calibración de los equipos de medición del gas instalados en cada uno de los Puntos de Entrada o Salida del Sistema de Transporte, será realizada por el Transportador o por una firma certificada por las autoridades competentes. Los cos-

tos de eficiencia en que éste incurra serán a cargo del propietario.

Resolución CREG-071 de 199, num. 5.5.3.1 del Anexo General.

5.5.3.2 Verificación de la calibración

La exactitud de todos los Sistemas de Medición del Sistema de Transporte será verificada por el Transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes, en presencia de los representantes del Agente. La verificación de la calibración de los medidores la realizará el Transportador in situ, o en sus propios laboratorios, o podrá contratarla con firmas debidamente autorizadas, y su costo de eficiencia será asumido por el propietario de los equipos de medición. Para la realización de dichas calibraciones se aplicarán las Normas Técnicas correspondientes aprobadas por el Ministerio de Desarrollo o por la autoridad competente.

Será derecho del Agente y del Transportador solicitar en cualquier momento una verificación especial del medidor, en cuyo caso las partes cooperarán para llevar a cabo dicha operación. El costo de esta prueba especial será a cargo de quien la solicite a menos que como resultado de dicha prueba se detecte una descalibración, en cuyo caso dichos costos correrán a cargo del propietario del equipo.

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

5.5.4 Acceso a los Sistemas de Medición

Las partes tendrán acceso permanente a los Sistemas de Medición para tomar lecturas, verificar calibración, mantener e inspeccionar las instalaciones, o para el retiro de sus bienes.

El Transportador y el Remitente o sus representantes tendrán el derecho de estar presentes en los momentos de instalación, lectura, limpieza, cambio, mantenimiento, reparación, inspección, prueba, calibración o ajuste de los equipos de medición utilizados para la facturación. Los registros de tales equipos se mantendrán a disposición de las partes junto con los cálculos respectivos para su inspección y verificación.

5.5.5 Registros de Medición

El Transportador y el Remitente conservarán los originales de todo dato de pruebas, gráficos, archivos magnéticos o cualquier otro registro de Medición similar por el lapso que fuere exigido por el Código de Comercio para la conservación de documentos, contado a partir de la fecha de realización de medición.

5.5.6 Control de Entregas y Recepciones

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

5.6 OBLIGACIONES DE LOS AGENTES Y TRANSPORTADORES

5.6.1 Obligaciones del Transportador

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

1. No ejecutar ningún Contrato de Transporte hasta tanto se cuente con los Sistemas de Medición debidamente instalados y operando a conformidad del Transportador, o se haya definido por las partes una metodología de medición de conformidad con lo establecido para Estaciones de Salida en los numerales 5.1 a 5.5 de este Reglamento.
2. Realizar la medición de los parámetros arriba señalados, con la periodicidad establecida en el RUT para Estaciones de Entrada, o la que establezcan las partes para Estaciones de Salida.
3. Tomar y exigir a los Agentes todas las precauciones para que no se alteren los medidores.
4. Facilitar el Acceso al Remitente al cual preste el servicio, a la información del Sistema de Medición. En caso de Sistemas de Medición con Equipos de Telemetría deberá permitir el acceso a los datos de medición, de acuerdo con la periodicidad de comunicación de recibo de la información con que cuente el Transportador, a través de su página web.

5. Colocar en el BEO la información indicada en el presente Reglamento. La falta de Medición del consumo, por acción u omisión de la empresa Transportadora, le hará perder el derecho al cobro del Servicio de Transporte. La que tenga lugar por acción u omisión del Agente, justificará la suspensión del servicio o la terminación del Contrato, sin perjuicio de que el Transportador determine el consumo en las formas a las que se refiere el artículo 146 de la Ley 142/94, cuando esta práctica sea posible.
6. Disponer de los servicios de comunicaciones necesarios para la transmisión de señales desde los puntos de medida hasta los CPC.
7. Producir las cuentas de balance diarias del usuario cuando esto aplique, así como los reportes de la información recolectada según lo establezca la CREG.
8. Informar las anomalías que afecten el correcto funcionamiento del Sistema de Medición a sus propietarios.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 8.

5.6.1 Obligaciones del Transportador

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

1. No ejecutar ningún Contrato de Transporte hasta tanto no se cuente con los medidores debidamente instalados, o no se haya definido por las partes una metodología de medición de conformidad con lo establecido para Puntos de Salida en los numerales 5.1 a 5.5 de este Reglamento.
2. Realizar la Medición de los parámetros arriba señalados, con la periodicidad establecida en el RUT para Puntos de Entrada, o la que establezcan las partes para Puntos de Salida.
3. Tomar las precauciones razonables para que no se alteren los medidores.
4. Facilitar el Acceso al Remitente a Sistemas de Medición.
5. Colocar en el BEO la información indicada en el presente Reglamento.

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

Resolución CREG-071 de 1999, num. 5.6.1. del Anexo General.

5.6.2 Obligaciones del Agente

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

1. No entregar/recibir gas hasta tanto se hayan instalado los medidores respectivos, o no se haya definido por las partes una metodología de medición de conformidad con lo establecido para Puntos de Salida en los numerales 5.1 a 5.5 de este Reglamento.
2. Mantener un espacio adecuado para los medidores y equipo conexo. Dicho espacio deberá permanecer adecuadamente ventilado, seco y libre de vapores corrosivos, no sujeto a temperaturas extremas y de fácil acceso para el Transportador.
3. Los sistemas de comunicación utilizados en Equipos de Telemetría deberán garantizar un índice de continuidad del servicio, éste será acordado entre el Transportador y el Agente.
4. El Computador de Flujo o Unidad Correctora que deberá instalar el Agente, tendrá al menos un puerto de comunicaciones de uso exclusivo para el Transportador, donde se conectará un dispositivo externo de transmisión de datos. Los elementos necesarios para la comunicación (antena, cableado, dispositivo de transmisión) incluyendo la alimentación eléctrica y el mantenimiento periódico de éstos hacen parte integral del Equipo de Telemetría. La solución de comunicaciones, el tipo de puertos y el protocolo a usar deben ser convenidos con el Transportador a fin de facilitar su integración al CPC.
5. El Computador de Flujo o Unidad Correctora que deberá instalar el Agente tendrá que satisfacer los requerimientos de la norma técnica internacional API 21.1 o su reporte equivalente en AGA o las que la modifiquen, adicionen o sustituyan durante un mínimo de 40 días.
6. No adulterar, modificar, ni retirar medidores u otros equipos del Sistema de Medición y permitir el acceso a los mismos sólo al personal autorizado por el Transportador, con excepción de los eventos en que se requiera su reparación o reemplazo.
7. Tomar y cumplir todas las precauciones incluidas las exigidas por el transportador para que no se alteren los medidores.
8. Facilitar el acceso al Transportador a los Sistemas de Medición.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 9.

Concordancia: *Resolución CREG-126 de 2013, art. 12.*

5.6.2 Obligaciones del Agente

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

1. No entregar / recibir gas hasta tanto se hayan instalado los medidores respectivos, o no se haya definido por las partes una metodología de medición de conformidad con lo establecido para Puntos de Salida en los numerales 5.1 a 5.5 de este Reglamento.
2. Mantener un espacio adecuado para los medidores y equipo conexo. Dicho espacio deberá permanecer adecuadamente ventilado, seco y libre de vapores corrosivos, no sujeto a temperaturas extremas y de fácil acceso para el Transportador.
3. No adulterar, modificar, ni retirar medidores u otros equipos, ni permitir el acceso a los mismos salvo al personal autorizado por el Transportador, con excepción de los eventos en que se requiera su reparación o reemplazo.
4. Tomar precauciones razonables para que no se alteren los medidores.
5. Facilitar el acceso al Transportador a los Sistemas de Medición.

Resolución CREG-071 de 1999.

5.7 FACTURACIÓN:

La facturación de servicios de transporte se efectuará mensualmente de acuerdo con el equivalente volumétrico de la Cantidad de Energía medida en el Punto de Entrada, indicando en forma independiente los cargos asociados al servicio de transporte, otros servicios, compensaciones, pérdidas de gas y los costos de Desbalances de Energía. El Transportador y el Remitente mantendrán disponibles las lecturas y gráficas, y los archivos magnéticos pertinentes para verificar la exactitud de cualquier estado de cuenta, factura o cómputo.

Las facturas de cobro contendrán, como mínimo, la siguiente información:

- a) Nombre de la empresa responsable de la prestación del servicio.
- b) Nombre del Remitente y Punto de Entrada y Salida del gas.
- c) Período de facturación por el cual se cobra el servicio de transporte.
- d) El volumen total de gas transportado referido a condiciones estándar.
- e) Poder calorífico del Gas Natural.
- f) Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio y valor total de la factura.
- g) Los cargos autorizados por la Comisión.
- h) Valor de las deudas atrasadas.

- i) Sanciones de carácter pecuniario.
- j) Compensaciones mensuales por Variaciones.
- k) Otros cobros autorizados.
- l) Plazo y modo en el que el Remitente debe efectuar el pago de la factura.

Derogado por Resolución CREG-213 de 2013, art. 30.

5.8 RECONCILIACIONES

Para aquellos usuarios que no cuenten con equipo de telemedición en operación, se liquidará el valor de la factura tan pronto como el CPC disponga de las lecturas de los parámetros correspondientes, efectuando los ajustes necesarios a los parámetros estimados por el CPC para liquidar los costos asociados a los servicios de transporte prestados, compensaciones y cuentas de balance correspondientes. En ningún momento dichas reconciliaciones afectarán los cargos establecidos a Remitentes que cuenten con equipos de telemedición.

5.9 INSALVABLES RESTRICCIONES O GRAVE EMERGENCIA

- a. En casos de racionamiento programado o de grave emergencia de que trata el Decreto 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009, o aquellos que los modifiquen adicionen o sustituyan, los Transportadores enviarán las asignaciones diarias de capacidad de transporte, al CNOG, a la Superintendencia de Servicios Públicos y al Ministerio de Minas y Energía para el ejercicio de sus competencias.
- b. Cuando por causa de insalvables restricciones o grave emergencia que generen situaciones de racionamiento programado según lo establecido en el Decreto 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009 o aquellos que lo adicionen, modifiquen o sustituyan, se presenten variaciones de salida generadas por los Remitentes o no se atiendan ordenes operacionales emitidas por el Transportador, que llegasen incluso a la notificación al Agente para cesar el consumo de gas, y éste haga caso omiso, situación que será comprobada por el consumo que se registre el día de la restricción en el Sistema de Medición, el Agente deberá pagar una compensación al Transportador, equivalente al costo de racionamiento por el consumo asignado más el volumen desviado en el día de la restricción.

El costo de racionamiento será equivalente al precio del sustituto, esto es: para los industriales el sustituto sin autogeneración o cogeneración es el GLP, para industriales con autogeneración o cogeneración el sustituto es el Diesel y en el caso de las estaciones de GNV el sustituto es Gasolina. Los precios de los sustitutos serán los corrientes a la fecha de la compensación. Para el cálculo del costo se empleará la equivalencia del precio de los mismos a pesos por Mbtu.

La compensación antes citada, será entregada al (los) comercializador(es) a prorrata, que atiendan mercado regulado en el tramo regulatorio donde se generó la variación de salida, por parte del Transportador. El comercializador la tomará como una venta de excedente, el cual se verá reflejado en una reducción del componente correspondiente al costo promedio de las compras de Gas – G a trasladar a los usuarios regulados que son atendidos por el respectivo Comercializador.

En caso de que el agente deba entregar una compensación, por la ocurrencia de los eventos a los que se refiere el primer inciso del presente literal, solamente se aplicará la contemplada en el presente numeral y no aplicará ninguna otra.

Además, luego de desatender la orden operativa del Transportador, éste último podrá exigir al Remitente que desatendió la orden operativa la instalación de una válvula de operación remota, en el Punto de Salida, compatible con el sistema de comunicaciones del respectivo sistema de transporte, para que se pueda realizar la apertura y cierre de dicha válvula de forma remota desde el CPC del Transportador.

El Transportador podrá operar la válvula de operación remota para cierre que se encuentra en el Punto de Salida, por desviación de consumo en situaciones de Racionamiento Programado. El Transportador queda exonerado por cualquier daño que puedan sufrir los equipos industriales asociados con la interrupción del servicio.

Si después de seis meses el Remitente no cumple con las condiciones descritas anteriormente, el Transportador deberá cortar el servicio.

Resolución CREG-126 de 2013, art. 11.

Concordancia: *Resolución CREG-126 de 2013, art. 12, pár.*

6. ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS APLICABLES

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

6.1 CUMPLIMIENTO DE NORMAS Y ESTÁNDARES

El Sistema de Transporte y las conexiones existentes o futuras deben cumplir con los requisitos establecidos por las normas técnicas colombianas, expedidas por el ICONTEC o, en su defecto, las aceptadas por la Superintendencia de Industria y Comercio o el Ministerio de Minas y Energía, el cual las compilará en un Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad en Gas Combustible. En caso de

no disponerse de normas fijadas por estas entidades, se adoptarán las normas aplicables emitidas por una de las siguientes agremiaciones:

AGA: American Gas Association
ANSI: American National Standards Institute
API: American Petroleum Institute
ASME: American Society of Mechanical Engineers
ASTM: American Society for Testing and Materials
AWS: American Welding Society
DOT: Department of Transportation
IEC: International Electrothechnical Comission
NACE: National Association of Corrosion Engineers
NEMA: National Electrical Manufacturing Association
NFPA: National Fire Protection Association
UL: Underwrite Laboratories Inc.

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

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

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

NOTA: La remisión normativa señalada en el penúltimo inciso, a la “Ley 99 de 1994, Artículo 4º Numerales 10 y 25”, no es correcta. La referencia debió hacerse a la Ley 99 de 1993,” por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones”.

6.2 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS SOBRE NORMAS TÉCNICAS

Las discrepancias entre normas internacionales aplicables deberán ser resueltas por el Ministerio de Minas y Energía, así como las que se presenten entre el Transportador y el propietario de la Conexión.

Concordancia: Decreto 381 de 2012, art. 2°.

6.3 CALIDAD DEL GAS

El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las especificaciones de calidad indicadas en el Cuadro 7.

Cuadro 7. Especificaciones de calidad del Gas Natural

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de Líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Salvo acuerdo entre las partes, el Productor-comercializador y el Remitente están en la obligación de entregar Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta las 1.200 Psig, de acuerdo con los requerimientos del Transportador. El Agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debido a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el Transportador podrá rehusar aceptar el gas en el Punto de Entrada.

Resolución CREG-054 de 2007, art. 2°.

6.3.1 Punto de Rocío de Hidrocarburos

El Punto de Rocío de Hidrocarburos para cualquier presión no deberá superar el valor de 45°F (7.2°C).

La medición del Punto de Rocío de Hidrocarburos se hará como sigue: i) medir en Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, que podrán estar localizados en cualquier parte del territorio nacional; ii) utilizar la metodología de espejo enfriado automáticamente con analizador en línea, realizando calibraciones periódicas mediante el método de referencia basado en el estándar ASTM D-1142 o estándares de mayor exactitud, cuando estén disponibles.

Se deberá adoptar el método de referencia basado en el estándar ASTM D-1142 o estándares de mayor exactitud, cuando estén disponibles, como método de referencia para resolver disputas, entre los Agentes, relacionadas con el Punto de Rocío de Hidrocarburos.

Las partes interesadas escogerán de común acuerdo, cuando ello no sea establecido por autoridad competente, lo siguiente: a) el estándar de mayor exactitud a utilizar como método de referencia cuando sea del caso; b) los técnicos competentes para realizar las calibraciones periódicas del analizador en línea y las verificaciones de la medición en caso de disputas, y c) la periodicidad de las calibraciones del analizador en línea”.

6.3.2 Verificación de la Calidad

Es responsabilidad del Transportador verificar la calidad del gas que recibió. Una vez que el Transportador recibe el gas en el Sistema de Transporte, está aceptando que este cumple con las especificaciones de calidad. Para la verificación de la calidad del gas el Productor-comercializador deberá instalar en los Puntos de Entrada, analizadores en línea que permitan determinar, como mínimo:

- a) Dióxido de carbono;
- c) Nitrógeno;
- d) Oxígeno;
- e) Gravedad específica;
- f) Cantidad de vapor de agua;
- g) Sulfuro de hidrógeno, y
- h) Azufre total.

En el Punto de Salida, el Transportador deberá estar en capacidad de garantizar mediante los equipos adecuados o mediante la metodología y periodicidad que acuerden las partes, la calidad del gas entregado.

6.3.3 Cumplimiento de las especificaciones de CO₂

Para el cumplimiento de las especificaciones de contenido de CO₂ en el gas natural entregado por un Agente al Transportador, se establece un período de transición de dos (2) años, contados a partir de la expedición del presente reglamento.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta al contenido máximo de CO₂ establecido en el RUT, el Transportador podrá rehusarse a aceptar el gas en el Punto de Entrada, o podrá solicitar al Remitente el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de la especificación establecida en el presente Reglamento. Dichos costos se establecerán respetando el principio de neutralidad que señala la ley.

6.3.4 Entrega de gas natural por fuera de las especificaciones establecidas

Si el Gas Natural entregado por el Remitente es rechazado por el Transportador, por estar fuera de las especificaciones de calidad establecidas en este RUT, el Remitente deberá responder por todas las obligaciones que posea con los demás agentes involucrados.

Si el Transportador entrega Gas Natural por fuera de las especificaciones de calidad establecidas, el Remitente podrá negarse a recibir el gas y el Transportador deberá responder por el perjuicio causado”.

6.3 CALIDAD DEL GAS

El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las siguientes especificación de calidad:

Cuadro 7, Especificaciones de calidad del Gas Natural

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	4.5 °C	40 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Nota 1: Todos los datos referidos a metro cúbico ó pie cúbico de gas se refieren a Condiciones Estándar.

Nota 2: El Gas Natural deberá entregarse con una calidad tal que no forme líquido, a las condiciones críticas de operación del Sistema de Transporte. La característica para medir la calidad será el “Cricondentherm” el cual será fijado para cada caso en particular dependiendo del uso y de las zonas donde sea utilizado el gas.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Salvo acuerdo entre las partes, el Productor-comercializador y el Remitente están en la obligación de entregar Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta las 1200 Psia, de acuerdo con los requerimientos del Transportador. El Agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debida a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el Transportador podrá rehusar aceptar el gas en el Punto de Entrada.

6.3.1 Verificación de la Calidad

Es responsabilidad del Transportador verificar la calidad del gas que recibió. Una vez que el Transportador recibe el gas en el Sistema de Transporte, está aceptando que este cumple con las especificaciones de calidad. Para la verificación de la calidad del gas el Productor-comercializador deberá instalar en los Puntos de Entrada, analizadores en línea que permitan determinar, como mínimo:

- a) Poder calorífico del gas;
- b) Dióxido de carbono;
- c) Nitrógeno;
- d) Oxígeno;
- e) Gravedad específica;
- f) Cantidad de vapor de agua;
- g) Sulfuro de hidrógeno, y
- h) Azufre total.

En el Punto de Salida, el Transportador deberá estar en capacidad de garantizar mediante los equipos adecuados o mediante la metodología y periodicidad que acuerden las partes, la calidad del gas entregado.

6.3.2 Cumplimiento de las Especificaciones de CO₂

Para el cumplimiento de las especificaciones de contenido de CO₂ en el gas natural entregado por un Agente al Transportador, se establece un período de transición de dos (2) años contados a partir de la expedición del presente Reglamento.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta al contenido máximo de CO₂ establecido en el RUT, el Transportador podrá rehusarse a aceptar el gas en el Punto de Entrada, o podrá solicitar al Remitente el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de la especificación establecida en el presente Reglamento. Dichos costos se establecerán respetando el principio de neutralidad que señala la Ley.

6.3.3 Entrega de Gas Natural por Fuera de las Especificaciones Establecidas

Si el Gas Natural entregado por el Remitente es rechazado por el Transportador, por estar fuera de las especificaciones de calidad establecidas en este RUT, el Remitente deberá responder por todas las obligaciones que posea con los demás Agentes involucrados.

Si el Transportador entrega Gas Natural por fuera de las especificaciones de calidad establecidas, el Remitente podrá negarse a recibir el gas y el Transportador deberá responder por el perjuicio causado.

Resolución CREG-071 de 1999, num. 6.3 del Anexo General.

6.4 EXPEDICIÓN DE NORMAS TÉCNICAS Y DE SEGURIDAD

Con el objeto de garantizar la calidad y seguridad del servicio de transporte, de conformidad con lo establecido en el Art. 67.1 de la Ley 142 de 1994, el Ministerio de Minas y Energía señalará los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las empresas de transporte.

Concordancia: *Ley 142 de 1994, art. 67.1*
Decreto 381 de 2012, art. 2

FELIPE RIVEIRA HERRERA
Viceministro de Energía
Delegado por el Ministro de Minas y Energía

JOSÉ CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo
Presidente