



CNO-Gas

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

**RESOLUCIÓN CREG-071 DE 1999.
REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE
DE GAS NATURAL (RUT)
Actualizada a 31 de agosto de 2019**

RESOLUCIÓN CREG 071 DE 1999

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

Actualizada a 31 de agosto de 2019

CNO-GAS

PRESENTACIÓN

En enero del 2020 cumplirá veinte años de vigencia el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), adoptado mediante la Resolución CREG 071 de 1999. Desde su entrada en vigor, ha sido objeto de algunas reformas parciales mediante disposiciones proferidas por el Gobierno Nacional, el Ministerio de Minas y Energía y la misma Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), tendientes a actualizar las reglas y condiciones técnicas y operativas exigibles para el adecuado funcionamiento de la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte de gas natural.

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-Gas), con el ánimo de promover la difusión y el conocimiento del contenido del RUT ha publicado dos actualizaciones de dicho reglamento: la primera en el 2013 y la que se presenta en esta oportunidad, que incorpora las modificaciones efectuadas hasta el 30 de agosto de 2019.

La versión actual está a disposición de los usuarios en nuestra página web y ofrece la posibilidad de consultar en línea las normas que en estos veinte años han modificado el RUT o que guardan correspondencia con la resolución original, con solo hacer clic en el correspondiente enlace o vínculo.

Serán los usuarios quienes con el aprovechamiento que hagan del presente texto confirmen su utilidad y ratifiquen la pertinencia del propósito que ha motivado al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural a comprometerse con la actualización del contenido del RUT.

Editor:
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL (CNO-GAS)

Dirección:
FREDI E. LÓPEZ SIERRA
Secretario técnico CNO-GAS

Revisión y actualización normativa:
NORA PALOMO GARCÍA
Abogada
Especialista en derecho energético

Edición: Autores & Estilos

- Corrección ortotipográfica y de estilo:
AZUCENA MARTÍNEZ ALFONSO
- Diseño y maquetación:
Luis Mauricio Pardo R.

Bogotá: CNO-Gas (agosto 31 de 2019)



FREDI E. LÓPEZ SIERRA
Secretario técnico
CNO-Gas

NOTA AL LECTOR

La presente actualización del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), expedido mediante la Resolución CREG 071 de 1999, constituye un documento de consulta, por consiguiente, su uso y aplicación queda bajo la responsabilidad del lector y no compromete al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-Gas) por el uso que se haga de dicho documento compilatorio.

CRITERIOS ORIENTADORES, METODOLOGÍA Y CONSULTA

En la revisión y actualización de la Resolución CREG 071 de 1999, “por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), se utilizaron algunos criterios orientadores, entre los que se cuentan los siguientes:

1. El marco normativo revisado corresponde, estrictamente, al establecido en la Resolución CREG 071 de 1999 respecto a la actividad de transporte de gas natural, en el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.
2. La revisión del contenido se orientó a identificar de manera precisa las adiciones, modificaciones y derogatorias de lo dispuesto en la norma general (Resolución CREG 071 de 1999) hasta la fecha de corte de la actualización (agosto 31 de 2019), para dejar solo los mandatos vigentes y atender así el propósito del CNO-Gas antes expuesto.

En virtud de lo anterior, a lo largo del texto se presentan las situaciones que se ejemplifican a continuación, para mayor claridad:

- a) Los conceptos originales de la Resolución CREG 071 de 1999, es decir, aquellos que mantienen su vigencia desde entonces, aparecen sin ninguna anotación normativa al lado (columna de la derecha). Ejemplo:

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.

- b) Los conceptos introducidos o modificados vía nuevas disposiciones presentan en la columna de la derecha, al lado del respectivo concepto, en azul, la norma que lo rige actualmente. Ejemplo:

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 beneficie de los servicios de dicha estación será el responsable de construir, operar y mantener la estación.

Resolución CREG 041
de 2008, art. 2.

- c) Las concordancias, bien de los conceptos originales de la Resolución CREG 071 de 1999, bien de las normas modificatorias de esta, pueden verse en cursivas, en la columna de la derecha, al lado del concepto correspondiente. Ejemplos:

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 114
de 2017, art. 4; anexo 1.*

2.2.3. Contratos de servicio de transporte

Los transportadores deberán ofrecer servicios de transporte para todos y cada uno de los tramos de gasoductos de sus respectivos sistemas de transporte, para lo cual se tendrán en cuenta los tramos y las capacidades máximas de mediano plazo (CMMP), definidos en las resoluciones de cargos para cada sistema. En los contratos se establecerá el sentido contratado para el flujo del gas natural. Si entre el punto de entrada y el punto de salida se involucra 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. El remitente tendrá el derecho de utilizar cualquiera de los tramos de gasoductos en los que haya contratado capacidad de transporte mediante uno o más contratos, hasta la capacidad contratada.

Resolución CREG 078
de 2013, art. 2.

Concordancias:
*Resolución CREG 114
de 2017, arts. 9 y 30;
Resolución CREG 021
de 2019, modificatoria
de la Resolución CREG
114 de 2017.*

- d) Las notas incluidas al final de algunos apartes, separadas por rayas, corresponden a aclaraciones respecto al contenido o a la digitación del texto original de la norma.

En relación con la derogatoria se tuvo en cuenta aquella que ha sido dispuesta de manera expresa por la nueva norma, esto es, la que se retira del reglamento por decisión del mandato posterior. Por consiguiente, en el caso de la derogatoria tácita, es preciso señalar que no se consideró, pues esta le corresponde establecerla al operador jurídico.

También es pertinente aclarar que la revisión y actualización del RUT no comprendió la valoración jurídica de la norma con el fin de establecer su validez a la luz del régimen jurídico vigente.

3. En el texto revisado y actualizado del RUT se encuentran las disposiciones vigentes en la fecha de corte (agosto de 2019), es decir, no están contenidos ni los antecedentes ni los conceptos o disposiciones derogadas, puesto que no se trata de una valoración histórica del Reglamento y su normativa.

4. La función informativa, incluso pedagógica, prevista por CNO-Gas para la presente actualización, abarca tanto la vinculación o enlace de las normas citadas en el RUT con el documento fuente, para su consulta en línea en caso de que los usuarios deseen examinarlas en detalle, como el uso de marcadores para facilitar la búsqueda a través del texto.

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|----|
| PRESENTACIÓN | 5 |
| NOTA AL LECTOR | 7 |
| CRITERIOS ORIENTADORES, METODOLOGÍA Y CONSULTA | 9 |
| RESOLUCIONES CREG MODIFICATORIAS DE LA RESOLUCIÓN 071 DE 1999, ACTUALIZADA A AGOSTO DE 2019 | 21 |
| RESOLUCIÓN CREG 071 DE 1999. “POR LA CUAL SE ESTABLECE EL REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (RUT)” | 25 |
| ANEXO GENERAL. REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR REDES (RUT) | 29 |
| 1. PRINCIPIOS GENERALES | 29 |
| 1.1. DEFINICIONES | 29 |
| Acceso al Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas natural | 29 |
| Acceso físico al Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas natural | 29 |
| Acuerdo de balance | 30 |
| Acuerdo operativo | 30 |
| Acuerdo operativo de balance | 30 |
| Agentes operacionales | 30 |
| Almacenador | 30 |
| Boletín electrónico central (BEC) | 31 |
| Boletín electrónico de operaciones (BEO) | 31 |
| Calidad del gas | 31 |
| Cantidad de energía | 31 |
| Cantidad de energía autorizada | 32 |
| Cantidad de energía confirmada | 32 |

| | | | |
|--|----|--|----|
| Cantidad de energía entregada | 32 | Estaciones de entrada | 40 |
| Cantidad de energía nominada | 32 | Estaciones de salida | 41 |
| Cantidad de energía tomada | 32 | Estaciones entre transportadores | 41 |
| Capacidad contratada | 32 | Estaciones para transferencia de custodia | 41 |
| Capacidad máxima del gasoducto | 33 | Estado de emergencia | 41 |
| Capacidad de transporte demandada (CTD) | 33 | Gas natural o gas | 42 |
| Capacidad disponible primaria | 33 | Gasoducto dedicado | 42 |
| Capacidad disponible secundaria | 33 | Gasoducto de conexión | 42 |
| Capacidad firme | 34 | GPRS | 43 |
| Capacidad futura | 34 | Instalaciones del agente | 43 |
| Capacidad interrumpible | 34 | Intercambiabilidad | 43 |
| Capacidad programada | 34 | Interconexión internacional de gas natural | 43 |
| Cargo por conexión a un sistema de transporte | 34 | Interconexión internacional | 43 |
| Centros principales de control (CPC) | 34 | Manual del transportador | 44 |
| Ciclo de nominación de transporte | 35 | Mercado mayorista de gas natural | 44 |
| Ciclo de nominación de suministro de gas | 35 | Mercado primario | 44 |
| Comercialización | 35 | Mercado secundario | 44 |
| Comercializador | 35 | Nominación de servicio de transporte | 45 |
| Comisión o CREG | 36 | Nominación de suministro de gas | 45 |
| Computador de flujo o unidad correctora de volumen | 36 | Número de identificación del usuario o NIU | 45 |
| Condiciones estándar | 36 | Número de Wobbe (índice de Wobbe) | 45 |
| Conexión | 37 | Operador de red (OR) | 46 |
| Confirmación | 37 | Participantes del mercado | 46 |
| Consejo nacional de operación de gas natural (CNO) | 37 | Poder calorífico superior | 46 |
| Contrato de conexión al Sistema Nacional de Transporte | 37 | Prestador del servicio de transporte o transportador | 46 |
| Contrato de transporte o contrato | 38 | Procesador de gas en el SNT | 47 |
| Cuenta de balance | 38 | Productor de gas natural | 47 |
| Densidad relativa | 38 | Programa de transporte | 47 |
| Derechos de suministro de gas | 38 | Puerta de ciudad | 47 |
| Desbalance de energía | 38 | Punto de entrada | 48 |
| Desvío | 39 | Punto de salida | 48 |
| Día de gas | 39 | Punto de rocío de hidrocarburos | 48 |
| Día D-1 | 39 | Punto de transferencia | 48 |
| Día D-2 | 39 | Punto de transferencia de custodia | 48 |
| Día D+1 | 39 | Rango de tolerancia | 49 |
| Día D+2 | 39 | Reconciliación | 49 |
| Distribuidor de gas combustible por redes de tubería | 40 | Remitente potencial | 49 |
| Empaquetamiento | 40 | Renominación | 49 |
| Equipo de telemetría | 40 | Restricciones de capacidad de transporte | 50 |

| | | | |
|--|----|--|----|
| SCADA | 50 | 2.3. SERVICIO DE ALMACENAMIENTO | 68 |
| Servicio de transporte de gas natural o servicio | 50 | 2.4. BOLETÍN ELECTRÓNICO DE OPERACIONES (BEO) | 68 |
| Sistema de almacenamiento | 50 | | |
| Sistema de transporte | 50 | 3. CONEXIONES | 70 |
| Sistema de medición | 50 | 3.1. RESPONSABILIDAD Y PROPIEDAD DE LA CONEXIÓN Y DE LOS PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA | 70 |
| Sistema Nacional de Transporte | 51 | 3.2. SOLICITUD DE COTIZACIÓN DE PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA | 74 |
| Sistema Regional de Transporte (SRT) | 51 | 3.3. CONDICIONES DE CONEXIÓN | 76 |
| Sistema Troncal de Transporte (STT) | 51 | 3.4. CONEXIONES Y ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE SALIDA | 78 |
| Subasta | 52 | 3.5. CONEXIONES Y ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE ENTRADA | 78 |
| Superintendencia o SSPD | 52 | 3.6. ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA ENTRE TRANSPORTADORES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE O CON INTERCONEXIONES INTERNACIONALES PARA EXPORTACIÓN | 79 |
| Telemetría | 52 | 3.6. COSTOS MÁXIMOS DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA | 79 |
| Titular | 53 | | |
| Unidad terminal remota (UTR) | 53 | 4. CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL | 81 |
| Variación de entrada | 53 | 4.1. RESPONSABILIDAD DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA | 81 |
| Variación de salida | 53 | 4.2. CENTROS PRINCIPALES DE CONTROL | 81 |
| Variación de salida negativa | 54 | 4.3. MANUAL DE INFORMACIÓN Y PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES Y COMERCIALES DEL TRANSPORTADOR –MANUAL DEL TRANSPORTADOR– | 83 |
| Variación de salida positiva | 54 | 4.4. REGISTRO DE INTERRUPCIONES | 84 |
| Variación de salida neta | 54 | 4.4.7. Estadísticas de interrupciones | 84 |
| Volumen estándar de gas natural | 54 | 4.4.2. Clasificación de las interrupciones del servicio | 85 |
| 1.2. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL | 55 | 4.4.3. Indicadores de calidad del servicio | 85 |
| 1.2.1. Objetivos | 55 | 4.4.4. Retiro de activos en servicio | 85 |
| 1.2.2. Alcance | 55 | 4.5. NOMINACIONES | 85 |
| 1.3. SEGUIMIENTO Y MODIFICACIÓN DEL RUT | 56 | 4.5.1. Ciclo de nominación de transporte | 86 |
| 1.4. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS | 57 | 4.5.1.1. Verificación de información de la nominación | 87 |
| 1.5. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y VIGENCIA | 61 | 4.5.1.2. Confirmaciones | 90 |
| | | 4.5.1.3. Renominaciones de transporte | 91 |
| 2. ACCESO Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE | 61 | 4.5.1.4. Formato para las nominaciones, renominaciones y confirmaciones | 91 |
| 2.1. ACCESO AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE Y SUS SERVICIOS | 61 | | |
| 2.1.1. Compromiso de acceso | 61 | | |
| 2.1.2. Imposición de acceso físico al Sistema Nacional de Transporte | 62 | | |
| 2.1.3. Acceso a gasoductos dedicados | 63 | | |
| 2.2. PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE | 64 | | |
| 2.2.1. Asignación de capacidad disponible primaria | 64 | | |
| 2.2.1.1. Respuesta a la solicitud de servicio | 65 | | |
| 2.2.2. Desvíos | 65 | | |
| 2.2.3. Contratos de servicio de transporte | 66 | | |

| | | | |
|---|-----|--|-----|
| 4.5.2. Ciclo de nominación de suministro de gas | 92 | 5.3.4. Reparación y reposición del sistema de medición | 112 |
| 4.5.2.1. Verificación de información de la nominación | 93 | 5.3.5. Equipo de verificación de medición | 113 |
| 4.5.2.2. Renominaciones de suministro | 93 | 5.4. MEDICIÓN DE OTRAS VARIABLES | 113 |
| 4.6. OPERACIÓN DEL SISTEMA | 94 | 5.4.1. Determinación de la temperatura de flujo | 113 |
| 4.6.1. Obligación de mantener la estabilidad operacional del sistema de transporte | 94 | 5.4.2. Determinación de la presión absoluta de flujo | 114 |
| 4.6.2. Órdenes operacionales | 94 | 5.4.3. Determinación del factor de compresibilidad del gas | 115 |
| 4.6.3. Obligaciones del remitente | 95 | 5.4.4. Determinación de la gravedad específica del gas | 115 |
| 4.6.4. Acuerdos de balance | 96 | 5.4.5. Determinación del poder calorífico | 116 |
| 4.6.5. Cuenta de balance de energía | 96 | 5.4.6. Equivalencia energética del gas natural | 117 |
| 4.6.6. Rango de tolerancia | 97 | 5.5. PRECISIÓN, ACCESO Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN | 117 |
| 4.7. INCUMPLIMIENTO Y COMPENSACIONES | 98 | 5.5.1. Márgenes de error en la medición | 117 |
| 4.7.1. Compensaciones por variaciones de entrada y salida | 99 | 5.5.2. Fraudes a la conexión o al equipo de medición | 118 |
| Variaciones de salida | | 5.5.3. Calibración de equipos de medición | 118 |
| 4.8. RESTRICCIONES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL | 104 | 5.5.3.1. Primera calibración | 118 |
| 4.9. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE GAS DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE | 104 | 5.5.3.2. Verificación del equipo de medición | 119 |
| 4.9.1. Asignación de pérdidas de gas | 105 | 5.5.4. Acceso a los sistemas de medición | 120 |
| 4.10. CUSTODIA Y TÍTULO SOBRE EL GAS | 105 | 5.5.5. Registros de medición | 120 |
| 4.11. OFICINA DE ATENCIÓN DE EMERGENCIAS | 106 | 5.5.6. Control de entregas y recepciones | 121 |
| 5. MEDICIÓN Y FACTURACIÓN | 106 | 5.6. OBLIGACIONES DE LOS AGENTES Y TRANSPORTADORES | 121 |
| 5.1. MEDICIÓN | 106 | 5.6.1. Obligaciones del transportador | 121 |
| 5.2. MEDICIÓN Y ASIGNACIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA EN PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA | 107 | 5.6.2. Obligaciones del agente | 122 |
| 5.2.1. Medición de cantidades de energía y calidad de gas en estaciones de transferencia de custodia, de entrada | 107 | 5.7. FACTURACIÓN | 123 |
| 5.2.2. Asignación de cantidades de energía en puntos de entrada | 108 | 5.8. RECONCILIACIONES | 124 |
| 5.2.3. Determinación de cantidades de energía y calidad del gas en estaciones de salida | 108 | 5.9. INSALVABLES RESTRICCIONES O GRAVE EMERGENCIA | 124 |
| 5.2.4. Medición de cantidades de energía y calidad del gas en estaciones de transferencia de custodia entre transportadores | 109 | 6. ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS APLICABLES | 126 |
| 5.3. MEDICIÓN VOLUMÉTRICA | 109 | 6.1. CUMPLIMIENTO DE NORMAS Y ESTÁNDARES | 126 |
| 5.3.1. Sistemas de medición | 110 | 6.2. RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS SOBRE NORMAS TÉCNICAS | 127 |
| 5.3.2. Propiedad de los sistemas de medición para transferencia de custodia | 111 | 6.3. CALIDAD DEL GAS | 127 |
| 5.3.3. Instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición | 111 | 6.3.1. Punto de rocío de hidrocarburos | 129 |
| | | 6.3.2. Verificación de la calidad | 130 |
| | | 6.3.3. Cumplimiento de las especificaciones de CO2 | 132 |
| | | 6.3.4. Entrega de gas natural por fuera de las especificaciones establecidas | 132 |
| | | 6.3.5. Intercambiabilidad de gas | 133 |
| | | 6.4. EXPEDICIÓN DE NORMAS TÉCNICAS Y DE SEGURIDAD | 134 |

RESOLUCIONES CREG MODIFICATORIAS DE LA RESOLUCIÓN 071 de 1999

Fecha de corte: agosto 31 de 2019

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 021 del 12 de febrero de 2019](#). “Por la cual se modifica la [Resolución CREG 114 de 2017](#)”. Publicada en el Diario Oficial n.º 50.875 del 22 de febrero de 2019.

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 050 del 16 de abril de 2018](#). “Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas”. Publicada en el Diario Oficial n.º 50.595 del 16 de mayo de 2018.

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 008 del 22 de enero de 2018](#). “Por la cual se modifica el numeral 4.5.1.1 del RUT”. Publicada en el Diario Oficial n.º 50.533 del 12 de marzo de 2018.

Adicionada por [Resolución CREG 163 del 09 de noviembre de 2017](#). “Por la cual se adopta el protocolo de estabilidad operativa del Sistema Nacional de Transporte de gas natural”. Publicada en el Diario Oficial n.º 50.507 del 14 de febrero de 2018.

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 114 del 14 de agosto de 2017](#). “Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la [Resolución CREG 089 de 2013](#) con todos sus ajustes y modificaciones”. Publicada en el Diario Oficial n.º 50.343 del 1 de septiembre de 2017.

Adicionada por [Resolución CREG 147 del 18 de septiembre de 2015](#). “Por la cual se adopta el protocolo operativo del proceso de coordinación de mantenimientos e intervenciones en instalaciones de producción, importación y transporte de Gas Natural”. Publicada en el Diario Oficial n.º 49.671 del 20 de octubre de 2015.

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 126 del 20 de septiembre 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 48.995 del 5 de diciembre de 2013.

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 123 del 20 de septiembre 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 48.938 del 9 de octubre de 2013.

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 089 del 14 de agosto 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 por [Resolución CREG 078 del 19 de julio 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 por [Resolución CREG 171 del 01 de diciembre 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 por [Resolución CREG 169 del 01 de diciembre 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 del 26 de diciembre de 2011.

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 126 del 05 de agosto de 2010](#). "Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural". Publicada en el Diario Oficial n.º 47.796 de 9 agosto de 2010.

Modificada parcialmente por la [Resolución CREG 187 del 18 de diciembre de 2009](#). "Por la cual se complementa el numeral 6.3. del RUT, modificado mediante la [Resolución CREG 054 de 2007](#)". Publicada en el Diario Oficial n.º 47.578 del 30 de diciembre de 2009.

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 131 del 06 de octubre de 2009](#). "Por la cual se modifica el numeral 6.3.2. del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, modificado mediante la [Resolución CREG 054 de 2007](#)". Publicada en el Diario Oficial n.º 47.497 del 9 de octubre de 2009.

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 154 del 05 de diciembre 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 por [Resolución CREG 077 del 10 de julio de 2008](#). "Por la cual se modifica el numeral 4.6.2. del RUT y el literal i) del artículo 2 de la [Resolución 063 de 2000](#)". Publicada en el Diario Oficial n.º 47.323 de 17 de abril de 2019.

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 041 del 23 de abril 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 por [Resolución CREG 054 del 21 de junio 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 por [Resolución CREG 014 del 04 de marzo 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 por [Resolución CREG 011 del 12 de febrero 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 por [Resolución CREG 102 del 17 de julio 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 del agosto 25 de 2001.

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 028 del 28 de febrero 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 del 7 de marzo de 2001.

Modificada parcialmente por [Resolución CREG 084 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 del 30 de noviembre de 2000.

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

Actualizada a agosto 31 de 2019

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 1524¹](#) 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 3º 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 regirá 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;

1. Por un error de cita, en el texto original aparece 1542.

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 n.º 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 1º.- Adoptar el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT) contenido en el anexo general de la presente resolución.

ARTÍCULO 2º.- 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 3º. - 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
Presidente

JOSÉ CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo

ANEXO GENERAL

REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR REDES (RUT)

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

Resolución CREG 169
de 2011, art. 2.

agente a los gasoductos de transporte de gas combustible, con los derechos y deberes establecidos en la presente resolución.

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 1073 de 2015,
art. 2.2.2.1.4.

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 1073 de 2015,
art. 2.2.2.1.4.

ALMACENADOR

Participante del mercado que presta el servicio de almacenamiento, entendido servicio de almacenamiento en los térmi-

Resolución CREG 114
de 2017, art. 3.

nos del numeral 2.3 del RUT. Su participación en el mercado mayorista de gas natural será objeto de regulación aparte.

Concordancia:
Resolución CREG 071 de 1999, numeral 2.3. Servicio de almacenamiento.

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 114
de 2017, art. 3.

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, ex-

presada en miles de pies cúbicos estándar por día (KPCD) o en sus unidades equivalentes en el Sistema Internacional de Unidades.

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 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 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 114 de 2017, art. 3.

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 114 de 2017, art. 3.

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 114 de 2017, art. 3.

CAPACIDAD FUTURA

Es aquella capacidad producto de ampliaciones de la capacidad de transporte de los gasoductos.

CAPACIDAD INTERRUMPIBLE

Capacidad de transporte de gas natural contratada mediante contratos con interrupciones.

Resolución CREG 114 de 2017, art. 3.

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

Resolución CREG 123 de 2013, art. 3.

Transporte (SNT), encargados de adelantar los procesos definidos en el RUT.

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 114 de 2017, art. 3.

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

Resolución CREG 114 de 2017, art. 3.

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.

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](#).

Concordancia:
[Ley 143 de 1994, art. 21;](#)
[Decreto 1260 de 2013;](#)
[Decreto 1073 de 2015, art. 1.2.1.1.4.](#)

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 °C). A estas condiciones se referirán los volúmenes y todas las propiedades volumétricas del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte.

[Resolución CREG 041 de 2008, art. 1.](#)

Los documentos, comunicaciones, etc., relacionados con el negocio del transporte de gas natural, donde se hable de con-

diciones estándar, estas deberán entenderse como presión absoluta de 14.65 psi y temperatura de 60 °F (1.01 bar absoluto y 15.56 °C). Cualquiera otra condición debe ser indicada explícitamente.

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.](#)

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.

Concordancias:
[Ley 401 de 1997, art. 4;](#)
[Decreto 1175 de 1999, art. 2;](#)
[Decreto 2225 de 2000, art. 3;](#)
[Decreto 2100 de 2011, art. 21;](#)
[Decreto 1073 de 2015, art. 2.2.2.3.1.](#)

Concordancia interna:
[numeral 1.4. del RUT.](#)

CONTRATO DE CONEXIÓN AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE

Acuerdo de voluntades suscrito por las partes interesadas, mediante el cual se pactan las relaciones técnicas, adminis-

trativas y comerciales de las conexiones al Sistema Nacional de Transporte, e incluye el pago de un cargo por conexión.

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.

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.

DENSIDAD RELATIVA

Relación entre la masa de gas contenida en un volumen determinado y la masa de aire seco de composición estándar (definido en ISO 6976 o AGA Report n.º 5) que podría estar contenida en el mismo volumen a las mismas condiciones estándar. En todos los casos, para propósitos de la presente resolución, se debe calcular, registrar y emplear la densidad relativa real, la cual incorpora la corrección por los efectos de compresibilidad de los gases y del aire.

[Resolución CREG 050 de 2018, art. 1.](#)

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 114 de 2017, art. 3.](#)

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 114 de 2017, art. 3.](#)

DÍA D-2

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

[Resolución CREG 114 de 2017, art. 3.](#)

DÍA D+1

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

[Resolución CREG 114 de 2017, art. 3.](#)

DÍA D+2

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

[Resolución CREG 114 de 2017, 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 beneficie 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.

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.

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.

GASODUCTO DE CONEXIÓN

Gasoducto que permite al (los) productor(es) comercializador(es) o el (los) agente(es) comercializador (es) de gas importado inyectar gas natural desde una nueva fuente de suministro hasta el SNT o desde una nueva fuente de suministro hasta un sistema de distribución no conectado al SNT o desde un campo menor hasta un sistema de distribución o el SNT.

Resolución CREG 033
de 2018, art. 2.

Nota: La [Resolución CREG 033 de 2018](#), “por la cual se establecen medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto de conexión”, define el concepto de gasoducto de conexión y establece la regulación aplicable dentro de la prestación del servicio público de gas natural, de conformidad con lo señalado en su contenido.

GPRS

Servicio general de paquetes vía radio.

Resolución CREG 126
de 2013, art. 1.

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.

INTERCAMBIABILIDAD

Es la medida del grado en que las características de combustión de un gas son compatibles con las de otro gas. Se dice que dos gases son intercambiables cuando un gas puede ser sustituido por otro gas sin interferir con la operación de equipos o artefactos de combustión.

Resolución CREG 050
de 2018, art. 1.

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 1073 de 2015,
art. 2.2.2.1.4.

INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

Gasoducto o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva a la importación o exportación de gas natural.

Resolución CREG 126
de 2010, art. 2.

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 compraventa 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 114
de 2017, 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 114
de 2017, 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 114
de 2017, art. 3.

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.

NÚMERO DE WOBBE (ÍNDICE DE WOBBE)

Es una medida del flujo de energía a través de un orificio y corresponde a la relación entre el poder calorífico de un gas por unidad de volumen y la raíz cuadrada de su densidad relativa con respecto al aire, bajo las mismas condiciones de referencia. El número de Wobbe puede especificarse como superior o inferior, dependiendo del poder calorífico con el que se calcule. En todos los casos, para propósitos de la presente resolución, cuando se haga mención al término “número de Wobbe” sin ningún calificativo adicional, deberá entenderse que se trata del número de Wobbe superior, el cual se basa en el poder calorífico bruto (superior).

Resolución CREG 050
de 2018, art. 1.

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 114
de 2017, art. 3.

PODER CALORÍFICO SUPERIOR

Cantidad de calor que sería liberado por la combustión completa con oxígeno de una cantidad específica de gas, de manera que la presión a la cual se produce la reacción permanece constante y todos los productos de combustión son llevados a la misma temperatura especificada de los reactivos, estando todos estos productos en estado gaseoso, excepto el agua formada por la combustión, la cual es condensada al estado líquido a la temperatura especificada. En todos los casos, para propósitos de la presente resolución, cuando se haga mención al término “poder calorífico” sin ningún calificativo adicional, deberá entenderse que se trata del poder calorífico bruto (superior).

Resolución CREG 050
de 2018, art. 1.

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 transpor-

te 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 114
de 2017, 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 SALIDA

Punto en el cual el transportador inyecta el gas a la conexión del respectivo agente. 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 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 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

Resolución CREG 041
de 2008, art. 1.

exclusivo), una interconexión internacional, entre dos transportadores, y a partir del cual el agente que recibe el gas asume la custodia del mismo.

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 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.

REMITENTE POTENCIAL

Agente que solicita la prestación del servicio de transporte.

RENOMINACION

Nominación sometida a consideración del CPC durante el día de gas, mediante la cual un remitente solicita incrementar o disminuir las nominaciones previamente confirmadas.

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 TRANSPORTE

Conjunto de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte que integran los activos de una empresa de transporte.

SISTEMA DE MEDICIÓN

Sistema que comprende el módulo de medición, todos los dispositivos auxiliares y adicionales, y cuando sea apropiado,

Resolución CREG 126
de 2013, art. 1.

do, un sistema de soportes documentales, asegurando la calidad y la trazabilidad de los datos.

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)

Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, 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(es) de transporte, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuarios no regulados o sistemas de almacenamiento. También aquellos que permiten transportar gas natural entre dos o más mercados relevantes de comercialización. Los sistemas regionales de transporte no incluirán activos pertenecientes a sistemas de distribución. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el factor de utilización normativo.

Resolución CREG 126
de 2010, art. 2.

SISTEMA TRONCAL DE TRANSPORTE (STT)

Es el tramo o grupo de gasoductos del SNT, con diámetros iguales o superiores a 16 pulgadas, 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, mercados relevantes de comercialización, la conexión de usuario(s) no regulado(s), otro(s) sistema(s) de transporte y

Resolución CREG 126
de 2010, art. 2.

sistemas de almacenamiento. Esta definición se utilizará únicamente para efectos de aplicar el factor de utilización normativo.

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 (SSPD) a que se refieren los artículos 14.30 y 76 de la Ley 142 de 1994.

Concordancias:
Ley 142 de 1994, arts. 14.30 y 76; Decreto 1082 de 2015, art. 1.2.1.2.

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.

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 114 de 2017, art. 3.](#)

UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR)

Más conocida por sus siglas en inglés RTU, es aquella mediante la cual se define a un dispositivo que es parte del sistema de medición 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

Diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria. La medición de variaciones de salida será diaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea

[Resolución CREG 114 de 2017, art. 3.](#)

inferior a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD) y horaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea superior o igual a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD). En el caso de los distribuidores comercializadores y de las estaciones de GNV conectadas directamente al SNT, esta medición será diaria, independientemente de las capacidades de transporte contratadas.

VARIACIÓN DE SALIDA NEGATIVA

Diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria de acuerdo con la definición de variación de salida, que es menor a cero.

Resolución CREG 114 de 2017, art. 3.

VARIACIÓN DE SALIDA POSITIVA

Diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria de acuerdo con la definición de variación de salida, que es mayor a cero.

Resolución CREG 114 de 2017, art. 3.

VARIACIÓN DE SALIDA NETA

Suma de las diferencias entre las cantidades de energía autorizadas por el transportador y las cantidades de energía tomadas por el remitente en un punto de salida, durante un periodo de tiempo determinado.

Resolución CREG 114 de 2017, art. 3.

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

Resolución CREG 041 de 2008, art. 2.

agua), referido a una presión absoluta de 14.65 psi (1.01 bar absoluto) y 60 °F (15.56 °C).

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:

Resolución CREG 041 de 2008, art. 3.

- 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.

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.

Resolución CREG 041 de 2008, art. 3.

Los propietarios de gasoductos dedicados no se consideran transportadores, salvo en el caso de interconexiones interna-

cionales 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.

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,
arts. 4 y 6.*

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](#), compilado por el [Decreto 1073 de 2015](#).

1.4. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL

Artículo 2.2.2.3.1. Conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO).

[Decreto 1073 de 2015](#).
Capítulo 3: Transporte de gas natural.

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO), estará conformado por:

1. Un (1) representante del Ministro de Minas y Energía, con voz y voto, quien lo preside.
2. Cuatro (4) representantes de los productores, con voz y voto, a razón de 1 por cada 25% de la producción total de gas del país.
3. Cuatro (4) representantes de los remitentes, con voz y voto, a razón de 1 por cada 25% de la demanda total de gas del país (2 de estos deberán representar el sector termoeléctrico).
4. Un (1) representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico, con voz y voto.
5. Los representantes de los sistemas de transporte de gas natural, con voz y voto, que tengan capacidad superior a 50 Mpcd.

Parágrafo 1. Los representantes de los productores, a razón de uno (1) por cada 25% de la producción total de gas del país, serán seleccionados de la siguiente manera:

1. Los productores podrán ser asociados y/o operadores.
2. Se tomará en cuenta la producción total de gas natural, tal y como se definió en el Capítulo I del presente Título.

3. Se contabilizarán las participaciones de cada productor en la producción total así especificada, independientemente de quien haya comercializado la producción respectiva y se ordenará el porcentaje de mayor a menor.
4. Una vez ordenados, serán representantes los cuatro (4) primeros productores.

Nota: en el texto original no aparece parágrafo 2.

Parágrafo 3. Los cuatro (4) representantes de los remitentes, a razón de uno (1) por cada 25% de la demanda total del país, dos (2) de ellos representantes del sector termoeléctrico, serán seleccionados de la siguiente manera:

1. Se tomará en cuenta la demanda total de cada remitente, definida de acuerdo con el Capítulo I del presente Título, y se ordenará de mayor a menor.
2. Una vez ordenados, los dos primeros remitentes que sean simultáneamente generadores térmicos serán los representantes del sector térmico. Si el segundo generador en este orden pertenece a la misma área de influencia del primero, se tomará al siguiente mayor generador en la lista perteneciente a un área de influencia diferente a la del primer representante del sector termoeléctrico.
3. Los dos representantes de los remitentes restantes corresponderán a los dos primeros remitentes que no son a su vez generadores térmicos, ordenados de acuerdo con el numeral 1 de este artículo. Si el segundo remitente pertenece a la misma área de influencia del primero, se tomará el siguiente mayor remitente perteneciente a otra área de influencia.

Parágrafo 4. El representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico, o la entidad equivalente, será el director de dicha entidad o quien haga sus veces.

Parágrafo 5. Los representantes del Sistema Nacional de Transporte serán seleccionados de la siguiente forma:

1. Participarán todos aquellos representantes del Sistema Nacional de Transporte que tengan capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.
2. Únicamente serán representantes de los sistemas de transporte los prestadores del servicio de transporte o transportadores definidos en Capítulo I del presente Título.
3. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) certificará, a más tardar el 1 de marzo de cada año, cuáles sistemas de transporte tienen capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.

Nota: en el texto original falta el parágrafo 6.

Parágrafo 7. Ningún agente podrá representar simultáneamente a varias actividades en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO).

Parágrafo 8. Una vez notificados, los representantes seleccionados deben expresar mediante comunicación escrita a la UPME, dentro de los 5 días calendario posteriores, su aceptación o rechazo a la participación en el CNO para el período correspondiente. En caso de no haber aceptación, la UPME procederá a nombrar un reemplazo, conforme al orden de la lista.

Parágrafo 9. En caso de que alguno de los representantes de los productores o de los remitentes en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO) comunique por escrito a la Secretaría Técnica que no desea continuar participando en el CNO, esta Secretaría notificará a la UPME, con el fin de que proceda a señalar su reemplazo conforme al orden de la lista, dentro de los siguientes quince (15) días calendario.

Artículo 2.2.2.3.2. Funciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO). Serán funciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO) las contenidas en la *Ley 401 de 1997*, en el *Decreto 1175 de 1999*, la *Resolución 071 del 3 de diciembre de 1999* de la CREG y demás normas que regulen la materia.

Artículo 2.2.2.3.3. Quórum deliberatorio y decisorio. El CON podrá deliberar con las dos terceras partes de sus miembros y sus decisiones deberán ser tomadas por mayoría que incluya el voto favorable de por lo menos dos (2) de los representantes de los productores, dos (2) de los representantes de los remitentes y dos (2) de los representantes de los transportadores. En caso de empate, el voto del representante del ministro de Minas y Energía se contará doblemente.

Artículo 2.2.2.3.4. Secretaría Técnica. La Secretaría Técnica del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO), y su financiamiento, serán establecidos en el estatuto interno de funcionamiento del mismo.

Parágrafo. El Ministerio de Minas y Energía no participará en la financiación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO).

Artículo 2.2.2.3.5. Definición de las participaciones. La UPME, con base en las cifras de producción, demanda y capacidad del año inmediatamente anterior comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre, determinará la participación de los miembros representantes ante el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO). Dicho estudio debe ser publicado antes del 1 de marzo del año en consideración. La nueva conformación del CNO iniciará sus atribuciones a partir del 30 de abril del año en consideración.

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.

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

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.

*Resolución CREG 171
de 2011, art. 1.*

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 solo 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 este 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 estos.

2.1.2. Imposición de acceso físico al Sistema Nacional de Transporte

Si transcurridos quince (15) días hábiles a partir del recibo de la solicitud de acceso, el transportador no ha respondido

Resolución CREG 169 de 2011, art. 5.

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, la Comisión podrá imponer, a petición de cualquier interesado, 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:

- (i) El beneficiario en cuyo favor se impone.
- (ii) La empresa transportadora a la cual se impone el acceso.

En todo caso, la Comisión podrá solicitar a las entidades competentes investigar si la renuencia del transportador implica un incumplimiento de los deberes legales relacionados con el acceso o interconexión, o una conducta contraria a la libre competencia. 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 aplicables.

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:
[Resolución CREG 114 de 2017, art. 1.](#)

Concordancias:
[Resolución CREG 071 de 1999, numeral 1.1. Gasoducto dedicado;](#)
[Resolución CREG 126 de 2010, art. 2. Gasoducto dedicado.](#)

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:
Ley 142 de 1994, art. 73 num. 4.4; Resolución CREG 126 de 2010, art. 1; Resolución CREG 114 de 2017, arts. 29, 38 y 40.

Nota: En relación con el servicio de transporte de gas natural en el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, deberá tenerse en cuenta lo dispuesto por la [Resolución CREG 114 de 2017](#), en su artículo 1: “Objeto. Mediante esta Resolución se regulan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural. Esta Resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario”.

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 114 de 2017, art. 4; anexo 1.

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:

- Confirmación de que existe capacidad disponible primaria, especificando los cargos, términos y opciones contractuales bajo las cuales se suministrará el servicio; o
- 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;
- Notificación de 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 cuál 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.

Concordancia:
Resolución CREG 114 de 2017, art. 4; anexo 1.

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.

Concordancia:
Resolución CREG 114 de 2017, art. 29, parág. 1 y art. 38, parág.

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 sólo podrán negarla por razones de tipo técnico u operativo. En este caso deberán incluir la justificación de su respuesta.

2.2.3. Contratos de servicio de transporte

Los transportadores deberán ofrecer servicios de transporte para todos y cada uno de los tramos de gasoductos de sus respectivos sistemas de transporte, para lo cual se tendrán en cuenta los tramos y las capacidades máximas de mediano plazo (CMMP), definidos en las resoluciones de cargos para cada sistema. En los contratos se establecerá el sentido contratado para el flujo del gas natural. Si entre el punto de entrada y el punto de salida se involucra 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. El remitente tendrá el derecho de utilizar cualquiera de los tramos de gasoductos en los que haya contratado capacidad de transporte mediante uno o más contratos, hasta la capacidad contratada.

El servicio de capacidad de transporte se deberá prestar desde un punto de inicio del servicio, aun cuando no corresponda a un punto de entrada, y hasta un punto de terminación del servicio, aun cuando no corresponda a un punto de salida. Se entenderá que la regulación sobre los aspectos comerciales y operativos se aplica desde el punto de inicio del servicio hasta el punto de terminación del servicio.

En la nominación el remitente deberá indicar el punto de entrada y el punto de salida del gas. Así mismo, el remitente que recibe el gas en el punto de salida deberá coordinar la nominación con el remitente que inyecta el gas en el punto

de entrada. El transportador no estará obligado a aceptar nominaciones de contratos en los que la extracción de gas en el punto de salida no esté respaldada físicamente con inyección de gas en un punto de entrada.

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 la 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 dos últimos incisos fueron derogados por la [Resolución CREG 114 de 2017](#), art. 55, num. 14.

[Resolución CREG 078 de 2013](#), art. 2.

Concordancias:
[Resolución CREG 114 de 2017](#), arts. 9 y 30;
[Resolución CREG 021 de 2019](#), modificatoria de la [Resolución CREG 114 de 2017](#).

Nota: La [Resolución CREG 114 DE 2017](#), modificada por la [Resolución CREG 021 de 2019](#), adopta la regulación de los contratos de transporte y sus modalidades, permitidos en el mercado primario de gas natural y en el mercado secundario. Para el mercado primario, deben aplicarse los artículos 9, 19, 20 y 30. Para el secundario, debe aplicarse el artículo 3° y sus disposiciones concordantes. Las disposiciones de la [Resolución CREG 071 de 1999](#) sobre contratos de transporte de gas natural han sido sustituidas por las expedidas en el año 2017, en cuanto se aplican a estas relaciones jurídicas contractuales.

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.

2.4. BOLETÍN ELECTRÓNICO DE OPERACIONES (BEO)

Los transportadores deberán implementar un sistema de información electrónico a través del Internet, de acceso libre en

*Concordancia:
Resolución CREG 114
de 2017, art. 3, definición
de "almacenador".*

*Concordancia:
Resolución CREG 114 de*

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.

*2017, art. 3, Boletín
electrónico central (BEC);
Resolución CREG 076
de 2019, art. 3.*

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

Resolución CREG 169
de 2011, art. 3.

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 medio 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 este 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 a 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.

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.

La cotización de la construcción del punto de entrada o de salida por parte del transportador contendrá como mínimo los siguientes aspectos:

Resolución CREG 169
de 2011, art. 3.

- a. El costo que será aplicable si se acepta la propuesta y la fecha en la cual se terminarán las obras, si hubiere lugar a ellas.
 - b. La presión de entrega en los puntos de salida y de recibo en los puntos de entrada.
 - c. La presión de [sic] 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 entregada al remitente potencial como anexo a la respuesta

de la solicitud de acceso y deberá enviarse una copia de la misma a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Lo anterior solo aplica para las solicitudes de acceso a través de puntos de salida.

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

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

3.3. CONDICIONES DE CONEXIÓN

Cuando la naturaleza del equipo de gas del remitente pueda ocasionar contrapresión o succión, u otros efectos que sean nocivos al sistema, tales como pulsaciones, vibración y caídas de presión en el sistema, el remitente deberá suminis-

Resolución CREG 041
de 2008, art. 3.

trar, 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 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.

3.4. CONEXIONES Y ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE SALIDA

El transportador será el responsable de la administración, operación y mantenimiento de las Conexiones y de las Estaciones para Transferencia de Custodia de Salida que se encuentren incluidas en la base de activos utilizada para establecer la remuneración de la actividad de transporte de gas natural.

Los costos de Conexiones y Estaciones que no se encuentran incluidas en la base de activos utilizada para establecer la remuneración de la actividad de transporte de gas natural, tendrán un tratamiento independiente de los cargos de transporte y serán cubiertos por los usuarios que se beneficien de las mismas.

3.5. CONEXIONES Y ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE ENTRADA

Los costos de las conexiones y de las estaciones para transferencia de custodia de entrada del Sistema Nacional de Transporte, así como su administración, operación y mantenimiento serán responsabilidad del productor-comercializador y deberán tener, como mínimo:

- a. Sistemas de medición para transferencia de custodia.
- b. Equipos de análisis en línea para verificar las especificaciones de calidad del gas, según lo dispuesto en el numeral 6.3 del presente RUT, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen.
- c. Puerto de comunicación disponible para la transmisión de parámetros de flujo y de calidad a los centros principales de control del transportador, que sea compatible con los sistemas del productor-comercializador, o comercializador para el caso de intercambios internacionales, y del transportador.

Resolución CREG 041 de 2008, art. 3.

Resolución CREG 041 de 2008, art. 3.

3.6. ESTACIONES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA ENTRE TRANSPORTADORES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE O CON INTERCONEXIONES INTERNACIONALES PARA EXPORTACIÓN

Salvo que la estación para transferencia de custodia entre transportadores esté incluida en la base tarifaria del transportador existente, la administración, la operación y el mantenimiento de las estaciones entre transportadores del Sistema Nacional de Transporte y de interconexiones internacionales para exportación serán responsabilidad del transportador que se conecte al Sistema Nacional de Transporte existente. El transportador que se conecte al Sistema Nacional existente será aquel que requiera la estación para prestar el respectivo servicio. Estas estaciones deberán tener como mínimo:

- a. Sistemas de medición de transferencia de custodia.
- b. Equipos de análisis en línea para verificar las especificaciones de calidad del gas, según lo dispuesto en el numeral 6.3 del presente RUT, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen.
- c. Puerto de comunicación disponible para la transmisión de parámetros de flujo y de calidad a los centros principales de control de los transportadores involucrados, que sea compatible con los sistemas de ambos transportadores.

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

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 reque-

Resolución CREG 041 de 2008, art. 4.

Resolución CREG 169 de 2011, art. 4.

Concordancia interna:
Num. 2.1.3. Gasoductos dedicados.

rido, 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.

Nota: Obsérvese que aparecen dos incisos con el mismo numeral 3.6, correspondientes a: i) La [Resolución CREG 041 de 2008](#), que en su artículo 4° adicionó el numeral 3.6. “Estaciones para transferencia de custodia entre transportadores del Sistema Nacional de Transporte o con interconexiones internacionales para exportación”; y ii) La [Resolución CREG 169 de 2011](#), que en su artículo 4°, adicionó el numeral 3.6. “Costos máximos de construcción, operación y mantenimiento de puntos de entrada y salida”. Ambas disposiciones se encuen-

tran vigentes. Según el orden numérico del anexo, este último sería el numeral 3.7.

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 prin-

*Concordancia:
Resolución CREG 114
de 2017, arts. 10, 11,
12, 14, 19 y 20.*

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 CPC 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 CPC 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

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.

4.4.7. 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 fina-

lizar 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.

Nota: En el texto original, al inicio, aparece el numeral 4.4.7.

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.

Resolución CREG 114 de 2017, art. 54, num. 1.

Concordancia:
Resolución CREG 114 de 2017, arts. 11 y 12.

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 CPC 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:

Resolución CREG 114 de 2017, anexo 2, num. 4, lit. b).

Cuadro 1. Ciclo de nominación de transporte

| Hora | Actividad |
|-------|---|
| 16:25 | Hora límite para el recibo por parte de los CPC, 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 CPC respectivos. |
| 19:50 | Hora límite para la coordinación de programas de transporte entre los CPC. |
| 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.

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.

Resolución CREG 008 de 2018, art. 1.

Durante la nominación el CPC aplicará lo siguiente:

- a) Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea mayor o igual al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el transportador deberá aceptar en la nominación de transporte a la entrada, para el día D+1, la diferencia entre el equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador y la cantidad total de energía acumulada del desbalance. Si al aplicar este ajuste en la nominación durante cinco (5) días consecutivos no se logra un desbalance acumulado menor al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, la cuenta de balance entre el transportador y el respectivo remitente se ajustará automáticamente al 5% el sexto día.

Las cantidades del desbalance acumulado que el transportador ajuste automáticamente el sexto día deberán restarse del desbalance entre el transportador y el vendedor que entregó el gas al sistema de transporte, y en la nominación para el séptimo día se tendrá en cuenta el desbalance acumulado del 5% que quedó en el sexto día.

Si por razones asociadas exclusivamente a la estabilidad operativa del sistema, el transportador no puede autorizar la entrega de una cantidad de energía de desbalance dentro del plazo establecido, tal cantidad no se contabilizará para propósitos de la medición del 5% del desbalance acumulado a partir de ese día de gas, y el transportador y el remitente acordarán la forma de liquidar esta cantidad de energía. La cantidad total de energía acumulada del desbalance no hará parte de las capacidades disponibles que debe declarar el transportador al gestor del mercado en virtud de lo establecido en el numeral 1 del artículo 45 de la [Resolución CREG 114 de 2017](#), o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

- b) Para efectos de aplicar las disposiciones del literal a) anterior, los remitentes que atienden demanda regulada

y los transportadores podrán acordar un porcentaje de desbalance acumulado al término del día D-1 superior al 5% de la cantidad equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador para atender demanda regulada; el porcentaje de desbalance podrá variar entre los diferentes días de la semana. La cantidad transportada diariamente para la demanda regulada se determinará como se establece en el anexo 1 de la [Resolución CREG 070 de 2016](#), o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

- c) En los puntos con consumos menores a quinientos mil pies cúbicos por día (500 KPCD), y excepto cuando en estos puntos se esperen altos consumos para el siguiente día de gas, debidamente soportados al transportador por parte del remitente, el transportador autorizará diariamente una cantidad que no será superior al consumo promedio del último año calendario más un porcentaje que permita cubrir cantidades pico que superen el promedio. El transportador establecerá este porcentaje con base en los consumos diarios máximos de cada uno de los últimos 6 meses de prestación del servicio de transporte en el respectivo punto, y lo podrá ajustar mensualmente si es necesario.

El transportador publicará en el BEO, para los remitentes involucrados en los puntos de salida con consumos menores a 500 KPCD, el promedio del último año y el porcentaje que permita cubrir las cantidades pico que superen el promedio.

El consumo de 500 KPCD corresponderá al consumo promedio del año calendario anterior.

No estarán sujetos a las disposiciones del literal a) anterior:

- i) aquellos remitentes conectados a un punto de salida cuyo consumo agregado sea menor a quinientos mil pies cúbicos por día (500 KPCD); y ii) aquellos puntos de salida que no dispongan de telemetría y en los cuales el transportador es el responsable de su disposición según el artículo 34 de la

[Resolución CREG 126 de 2010](#), o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Las cantidades de gas que se almacenen en el gasoducto a través del servicio de parqueo no se tendrán en cuenta para estimar los desbalances acumulados de que trata el literal a) anterior. Las nominaciones que realicen los participantes del mercado deberán corresponder a la mejor estimación de las cantidades que el agente efectivamente necesita para el siguiente día de gas. Los participantes del mercado tienen la obligación de conservar el soporte de dicha estimación, el cual deberá estar disponible por un tiempo máximo de 5 años a efectos de ser verificado, cuando se requiera, por parte de la autoridad competente.

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 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 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;

[Resolución CREG 114 de 2017, art. 52.](#)

Concordancia:
[Resolución CREG 114 de 2017, art. 3.](#)
(Responsable por la nominación del transporte) y [art. 52.](#)

- 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:

Resolución CREG 114 de 2017, anexo 2, num. 4, lit. 2.

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 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 des-

pacho 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.

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.

Concordancia: Resolución CREG 114 de 2017, anexo 2, nums. 1, 1.3, 2, 2.3.

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.

Concordancia: Resolución CREG 114 de 2017, arts. 52 y 53; anexo 2.

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.

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 es-

Concordancias:
Resolución CREG 114 de 2017, anexo 11;
Resolución CREG 163 de 2017.

Resolución CREG 077 de 2008, art. 1.

Concordancias:
Resolución CREG 163 de 2017, art. 1;
Resolución CREG 114 de 2017, anexo 11.

tabilidad de su sistema, sin perjuicio de las compensaciones establecidas en este reglamento o las pactadas contractualmente.

Cuando en la producción de gas natural o en el sistema de transporte de gas se presenten eventos durante el día de gas, que disminuyan el suministro de gas natural a uno o varios remitentes, se deberá proceder así: el productor-comercializador o el transportador, según el caso, le informará por escrito a los remitentes y al Centro Nacional de Despacho (CND), cuando se afecte el suministro de gas a plantas termoeléctricas, sobre la ocurrencia del evento y en lo posible la magnitud de la disminución en el suministro o de la capacidad de transporte de gas natural en cada punto de salida afectado.

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.

Concordancia:
Resolución CREG 114 de 2011, anexo 3, nums. 3, 4, 5; anexo 11.

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) Acuerdos de balance entre remitentes.
- b) Acuerdos de balance entre remitentes y productores-comercializadores, comercializadores o almacenadores.
- c) Acuerdo de balance 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 ener-

*Concordancia:
Resolución CREG 114
de 2017, anexo 11.*

gía 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 cuenta 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

*Concordancia interna:
Resolución CREG 071
de 1999, num. 4.6.4.*

*Concordancia:
Resolución CREG 114
de 2017, anexo 11.*

variación de entrada y variación de salida que se definirán para cada hora del día de gas, de la siguiente manera:

$$\text{Rango de tolerancia} = 1 - \frac{\text{Cap. programada}}{\text{Cap. gasoducto}} * 100$$

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 pecuniarias 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

Variaciones de salida. Cuando, durante el día de gas, se presente un incumplimiento por parte del transportador a uno o más remitentes y este sea causado por variaciones de salida negativas causadas por otros remitentes, se aplicará el siguiente procedimiento.

1. El transportador identificará a los remitentes a los que les incumplió debido a variaciones de salida negativas causadas por otros remitentes. El incumplimiento se entenderá, para estos efectos, como la interrupción total del flujo de gas a uno o más remitentes en el punto de terminación del servicio por parte del transportador. El transportador deberá relacionar estos remitentes a una agrupación de gasoductos, la cual estará definida según lo establecido en el anexo 11 de la presente resolución.
2. El transportador deberá identificar los remitentes que contribuyeron al incumplimiento, los cuales serán todos aquellos que estén conectados a la misma agrupación de gasoductos y que incurrieron en una variación de salida neta negativa definida así:
 - a. Para aquellos remitentes cuya medición de variación de salida es horaria, la variación de salida neta será determinada desde las 00:00 horas del día D-2 hasta la hora del día de gas en que se presenta el incumplimiento.
 - b. Para aquellos remitentes cuya medición de variación de salida es diaria, la variación de salida neta será determinada desde las 00:00 horas del día D-2 hasta las

Resolución CREG 114 de 2017, art. 53.

*Concordancia:
Resolución CREG 114
de 2017, arts. 11, 12 y 14;
anexos 3 y 11.*

24:00 horas del día de gas en que se presenta el incumplimiento.

3. El valor total de la compensación será asumido por todos los remitentes que tengan variaciones de salidas netas negativas, determinadas según el numeral 2 del presente artículo, en la agrupación de gasoductos donde se encuentre(n) el(los) remitente(s) a quien(es) se le(s) incumplió. El valor de la compensación se determinará de acuerdo con lo establecido en los numerales 3 ó 4 del anexo 3 de esta resolución, según corresponda, y será distribuido entre los remitentes a prorrata de la cantidad de energía de las variaciones de salida netas negativas causadas por cada uno de esos remitentes.
4. El transportador cobrará a todos los remitentes el valor correspondiente de la(s) compensación(es) como un mayor valor para todos los remitentes con variaciones de salida netas negativas, y como un menor valor para todos los remitentes a quien(es) le(s) incumplió por cuenta de variaciones de salida negativas, y conciliará y pagará con los remitentes dentro de los cuarenta días calendario siguientes al día de gas en que ocurrió el incumplimiento.
5. El procedimiento descrito en este artículo comenzará a aplicarse a partir del 1 de septiembre de 2015.

Parágrafo 1. A más tardar el 31 de julio de 2015 el CNOG deberá establecer la metodología que permita definir las agrupaciones de gasoductos, puntos de referencia y rangos de presión a los que se hace referencia en el anexo 11 de la presente resolución y adicionalmente deberá someter a consideración de la CREG el protocolo de que trata el numeral 1 del anexo 11 de la presente resolución.

Parágrafo 2. Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea menor o igual a -5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el remitente dispondrá hasta el término del día D+1

para entregar al sistema de transporte toda la cantidad de energía acumulada del desbalance. Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador tendrá hasta el día D+2 para restituir esa cantidad de energía al sistema, la cual cobrará al remitente a un único precio que se establece conforme al numeral 5 del anexo 3 de esta resolución. Si por razones asociadas exclusivamente a la estabilidad operativa del sistema el transportador no puede recibir esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, tal cantidad no se contabilizará para propósitos de la medición del -5% del desbalance acumulado a partir de ese día de gas, y el transportador y el remitente acordarán la forma de liquidar esta cantidad de energía. Adicionalmente, el transportador le cobrará al remitente el valor estipulado en el numeral 6 del anexo 3 de la presente resolución por concepto del servicio de transporte del gas adicional extraído del sistema correspondiente a desbalances negativos de cualquier magnitud.

En la liquidación del balance al final del período mensual el transportador deberá tener en cuenta las cantidades que el remitente entregó o debió pagar en cumplimiento de lo establecido en el presente parágrafo.

Parágrafo 3. Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea mayor o igual al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el remitente únicamente podrá nominar a la entrada, para el día D+1, hasta un máximo dado por la diferencia entre el equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador y la cantidad total de energía acumulada del desbalance. Si por razones asociadas exclusivamente a la estabilidad operativa del sistema, el transportador no puede autorizar la entrega de esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, tal cantidad no se contabilizará para propósitos de la medición del 5% del desbalance acumulado a partir de ese día de gas, y el transportador y el remitente acordarán la forma de liquidar esta cantidad de energía. Esta cantidad total de energía acumulada del desbalance no hará parte de las capacidades disponibles que debe declarar el

transportador al gestor del mercado en virtud de lo establecido en el numeral 1 del artículo 45 de la presente resolución.

Parágrafo 4. Lo establecido en este artículo empezará a regir el 1 de julio de 2015. Hasta ese momento se dará aplicación a lo pactado por los remitentes y los transportadores sobre la materia.

Parágrafo 5. Cuando en una estación reguladora de puerta de ciudad o puerta de ciudad [sic] la medición de cantidades es común a varios remitentes dentro de un sistema de distribución y ocurre un incumplimiento del transportador por causa de variaciones de salida, estos remitentes solo pagarán compensación si la suma de las variaciones netas de todos los remitentes en la estación reguladora de puerta de ciudad o puerta de ciudad, determinadas desde las 00:00 horas del día D-2 hasta las 24:00 horas del día de gas en que se presenta el incumplimiento, es negativa. En resolución aparte se establecerán los mecanismos para la asignación de compensaciones por variaciones de salida.

Parágrafo 6. El transportador y el remitente definirán la cantidad de energía acumulada al 30 de junio de 2015 por concepto de desbalances acumulados tanto positivos como negativos. El transportador y el remitente dispondrán hasta el fin de la vigencia de los contratos para acordar la forma de liquidar y ajustar el desbalance a esta fecha y llevarlo a cero. A partir del 1 de julio de 2015 comenzará una nueva cuenta de balance entre el transportador y remitente para los propósitos establecidos en los parágrafos 2 y 3 del presente artículo.

Parágrafo 7. Cuando se presenten variaciones de salida negativas durante un día de gas causadas por un generador térmico, habrá lugar al pago, por parte del generador térmico, de la compensación a la que se hace referencia en este artículo, exceptuando aquellos eventos en que se presenten las siguientes condiciones: i) que el generador térmico haya presentado, a través de las herramientas previstas para ello, la renominación de cierta cantidad de energía para cumplir

un requerimiento del Centro Nacional de Despacho originado en un redespacho o una autorización en el sector eléctrico; ii) que la renominación de esa cantidad de energía haya sido autorizada por el transportador; y iii) que dentro de las 48 horas siguientes al redespacho o autorización el generador térmico haya entregado al transportador los soportes del redespacho o autorización expedidos por el Centro Nacional de Despacho.

Parágrafo 8. A más tardar el 30 de septiembre de 2015, el CNO del sector eléctrico y el CNOG presentarán a la CREG un protocolo de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural orientados a optimizar el despacho y redespacho de las plantas termoeléctricas a gas conforme a las condiciones del sistema de gas natural.

Parágrafo 9. Cuando en un punto de salida que no corresponda a un sistema de distribución, la medición de cantidades de energía sea común a varios remitentes, estos deberán firmar un acuerdo de asignación de la medición en el que se defina el responsable de la cuenta de balance y de las variaciones en el punto de salida. En este caso el transportador estará obligado a aceptar las nominaciones de gas únicamente cuando exista el acuerdo.

Parágrafo 10. Aquellos remitentes conectados a un punto de salida cuyo consumo agregado sea menor a quinientos mil pies cúbicos por día (500 KPCD) no estarán sujetos a las disposiciones de este artículo. Adicionalmente, para todos aquellos puntos de salida que correspondan a unidades constructivas de puertas de ciudad que no dispongan de telemetría al 1 de julio de 2015 no estarán sujetos a las disposiciones establecidas en el presente artículo. En aquellos puntos de salida que no dispongan de telemetría y en los cuales el transportador es el responsable de su disposición según el artículo 34 de la [Resolución CREG 126 de 2010](#), o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, los remitentes conectados a esos puntos no estarán sujetos a las disposiciones establecidas en el presente artículo.

Parágrafo 11. Para facilitar el ajuste de desbalances diarios, el transportador deberá publicar en el BEO los nombres de los remitentes con desbalances mayores al 5% o menores al -5% al término del día de gas, sin identificar la cantidad del desbalance de cada uno de ellos. Esta información deberá ser publicada únicamente para sus remitentes. El transportador deberá publicar en el BEO las cantidades de desbalances acumuladas al final del día de gas por tramos o grupos de gasoductos definidos para propósitos tarifarios.

Parágrafo 12. Toda la información relacionada con desbalances, variaciones de salida y compensaciones de que trata la presente resolución, se deberá conservar por el tiempo de acuerdo con lo que sobre cada caso en particular sea determinado por la normativa colombiana.

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.

*Concordancia:
Decreto 2345 de 2015,
arts. 3 y 6.*

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:

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

Donde:

Ce: 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.

Ct: Sumatoria de la cantidad de energía tomada en todos los puntos de salida del sistema de transporte durante el período de análisis.

Cop: 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 estos al transportador en la factura mensual del servicio.

*Concordancia:
Resolución CREG 114
de 2017, art. 11.*

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 transferencia de custodia, de conformidad con

*Resolución CREG 041
de 2008, art. 3.*

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 transferencia de custodia donde el transportador entrega el gas.

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 transferencia de custodia.

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 cali-

Concordancia:
Resolución CREG 114 de 2017, art. 32, par. 3; anexo 2.

Resolución CREG 126 de 2010, art. 1.

dad del gas y su contenido energético deberán efectuarse en todos [sic] 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 [sic] esté implementada la telemetría, la determinación de volúmenes transportados, variaciones y desbalances de energía se realizará por parte del CPC, de forma tal que permita el cierre diario de la operación. Una vez se obtengan las mediciones correspondientes a las estaciones que no dispongan de telemetría, se efectuarán los ajustes del caso mediante proceso de reconciliación.

La medición o determinación, según sea el caso, de los parámetros establecidos en el presente reglamento en las estaciones para transferencia de custodia del Sistema Nacional de Transporte será realizada por el transportador.

5.2. 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 de gas en estaciones de transferencia de custodia, de entrada

Para determinar las cantidades de energía y la calidad del gas en las estaciones de transferencia de custodia, de entrada, el productor-comercializador deberá disponer, a su costo, de todos los equipos en línea requeridos para medir el volumen y la calidad, según lo dispuesto en el numeral 6.3 de la presente resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen, y será responsable de la operación y mantenimiento de los mismos. El transportador será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía y verificar la calidad del gas en las estaciones de transferencia de custodia, de entrada. El productor-comercializador deberá contar con toda la información en línea requerida por

Concordancia:
Resolución CREG 114 de 2017, anexo 2.

Resolución CREG 041 de 2008, art. 3.

Concordancia:
Resolución CREG 114 de 2017, anexo 2.

el transportador y permitirle el acceso a la misma para la medición.

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.

*Concordancias:
Resolución CREG 017 de 2000, art. 11;
Resolución CREG 114 de 2017, art. 32, párr. 3; anexo 2.*

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.

Resolución CREG 126 de 2013, art. 3.

*Concordancia:
Resolución CREG 114 de 2017, anexo 2.*

Para las especificaciones del sistema de medición deberá corresponder a las clases referenciadas en la siguiente tabla:

| DESCRIPCIÓN | CLASE A | CLASE B |
|--|---------------------------|--|
| Flujo máximo diseño sistemas de medición | >353 KPCH >9995,7 m3/h | < 353 > 35,3 KPCH < 9995,7 > 999,5 m3/h |
| Error máximo permisible de volumen | +/- 0.9% | +/- 1.5% |
| Error máximo permisible de energía | +/- 1.0% | +/- 2.0% |

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.

5.2.4. Medición de cantidades de energía y calidad del gas en estaciones de transferencia de custodia entre transportadores

Para determinar las cantidades de energía y la calidad del gas en estaciones de transferencia de custodia entre transportadores, el propietario de la estación de transferencia deberá disponer, a su costo, de todos los equipos en línea requeridos para medir las cantidades de energía y la calidad según lo dispuesto en el numeral 6.3 de la presente resolución, o aquellas normas que lo modifiquen o adicionen, y será responsable de la operación y mantenimiento de los mismos. El transportador no propietario de la estación entre transportadores será el responsable de la medición en línea para determinar la cantidad de energía y verificar la calidad del gas. El propietario de la estación deberá permitirle al transportador no propietario de la estación el acceso a toda la información requerida para la medición.

Resolución CREG 041 de 2008, art. 4.

5.3. MEDICIÓN VOLUMÉTRICA

El volumen de gas natural entregado al y tomado del sistema de transporte es el calculado por el transportador a condiciones estándar, a partir de las variables determinadas por los equipos de medición establecidos en el RUT, o en su defecto por los equipos de medición pactados contractualmente,

Resolución CREG 041 de 2008, art. 3.

debidamente calibrados, empleando los métodos de cálculo establecidos, para el medidor específico, en la NTC respectiva y, cuando esta no exista, por las recomendaciones de la Asociación Americana de Gas – AGA (“American Gas Association”), o del ANSI (“American National Standards Institute”). Las variables determinadas por los equipos de medición incluyen: presión estática, presión diferencial, temperatura, pulsos eléctricos y tiempo de tránsito.

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, máxicos 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.
- b) 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

Resolución CREG 126 de 2013, art. 4.

Concordancia:
Resolución CREG 126 de 2013, arts. 10 y 11.

e incertidumbre, que recibe información del elemento primario y de los elementos secundarios.

5.3.2. Propiedad de los sistemas de medición para transferencia de custodia

La propiedad y responsabilidad de los Sistemas de Medición será:

Resolución CREG 041 de 2008, art. 3.

- a. Del productor-comercializador en la estación de Entrada.
- b. Del remitente en la estación de salida.
- c. Del transportador que se conecta al sistema de transporte existente, en las estaciones de transferencia entre transportadores.

En todos los casos los 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.

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

5.3.3. Instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición

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 este.

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 [sic] a partir del recibo de la notificación por parte del transportador, cuando pasado este período el agente no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los equipos de su propiedad, el transportador podrá hacerlo por cuenta de este 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.

5.3.5. 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.

Resolución CREG 126
de 2013, art. 5.

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 absoluta de flujo

La presión de flujo manométrica (estática y diferencial) será determinada utilizando transductores, operando en tiempo real y de manera continua, con capacidad de suministro de información electrónica, la cual será manejada por el computador o corrector de flujo. En su defecto, se determinará a partir de la mejor información de campo, con la siguiente prioridad:

- a. Transductores electrónicos ubicados en la misma corriente de flujo de gas.
- b. Transductores mecánicos o manómetros ubicados en la misma corriente de flujo de gas.
- c. Cualquier otro procedimiento acordado entre las partes.

Para determinar la presión absoluta se utilizará la presión atmosférica (barométrica) del sitio donde esté el medidor. La presión atmosférica (barométrica) se determinará a partir de la mejor información de campo, con la siguiente prioridad:

- a. Barómetro electrónico.
- b. Información suministrada por las estaciones del IDEAM.
- c. Aplicando la ecuación B.7, propuesta en el apéndice B del Reporte n.º 7 de AGA de 2006, o la que lo modifique, adicione o sustituya, utilizando para ello la elevación sobre el nivel del mar, medida y protocolizada por las partes para cada localización en particular, empleando para ello el método disponible que ofrezca la menor incertidumbre.

Resolución CREG 041 de 2008, art. 3.

5.4.3. Determinación del factor de compresibilidad del gas

El factor de compresibilidad del gas será determinado utilizando los métodos de caracterización establecidos por la Asociación Americana de Gas – AGA (“American Gas Association”), en el Reporte n.º 8 (“Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases”), última edición.

Resolución CREG 041 de 2008, art. 3.

Los métodos conocidos como simples (“Gross”) en el Reporte n.º 8 de AGA no podrán utilizarse en los siguientes casos:

1. Cuando las características de la mezcla de gas estén por fuera de las establecidas en el Rango Normal de la Tabla No. 1 de la citada Norma.
2. Cuando la temperatura de operación sea inferior a 32° F o superior a 130° F.
3. Cuando la presión de operación sea superior a 1200 psia.

Previo acuerdo entre las partes, el factor de compresibilidad para el cálculo de las propiedades del gas a baja presión (100 psig o menos) y bajos volúmenes (inferiores a 100.000 PCED), podrá determinarse con el Método AGA-NX-19.

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.

Resolución CREG 041 de 2008, art. 3.

Cuando se requiera en la medición de volumen de gas, el factor de compresibilidad del aire a las condiciones estándar será 0.999590 como se establece en el numeral 3-B.3 "Equations for Volume Flow Rate of Natural Gas", del Reporte AGA 3, parte 3, última actualización o la que la modifique adicione o sustituya.

Las propiedades físicas de los compuestos puros del gas natural utilizados en la determinación de la densidad relativa real o gravedad específica real y poder calorífico real del gas se determinarán exactamente a 14.65 psia (1.01 bar absoluto) y 60 °F (15.56 °C), de conformidad con lo establecido en la metodología de AGA.

5.4.5. Determinación del poder calorífico

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

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

Para efectos de convertir el poder calorífico, expresado en unidades inglesas (BTU/PCE), al Sistema Internacional de Unidades (MJ/MCE) se utilizará el BTU_{IT} como se establece en la tabla 3-E-3, del reporte AGA No. 3, última actualización, o la que la modifique, adicione o sustituya.

Un BTU_{IT} corresponde a una Unidad Térmica Británica, usada por 'International Steam Tables' y ASTM D 1826-77 y equivale a 0.001055056 MJ.

Resolución CREG 041
de 2008, art. 3.

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

Resolución CREG 126
de 2013, art. 6.

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 cumplan 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.

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

Resolución CREG 126
de 2013, art. 7.

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.

5.5.3.2. Verificación del equipo de medición

La exactitud de la medida de todos los equipos de transferencia de custodia, de medición del gas, instalados en el sistema transporte, será verificada por el transportador a intervalos pactados contractualmente entre las partes, en presencia de los representantes de los agentes respectivos. La verificación de la exactitud de los equipos de medición la realizará el transportador en sitio, o en sus propios laboratorios, o podrá contratarla con un tercero, con equipos patrones debidamente certificados, y su costo será asumido por el propietario de los equipos de medición de transferencia de custodia. Para la realización de dichas verificaciones se aplicarán las normas técnicas correspondientes, aprobadas por la Superintendencia de Industria y Comercio o por la autoridad competente.

Será derecho del agente o del transportador solicitar, en cualquier momento, una 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 un desajuste, en cuyo caso dichos costos correrán a cargo del propietario del equipo.

En todos los casos, cuando se detecte un desajuste que supere las tolerancias especificadas por los fabricantes en cualquiera

Resolución CREG 041
de 2008, art. 3.

de los puntos de calibración a lo largo del rango de los equipos de medida, los equipos deberán ser ajustados. En caso de que alguno de los elementos primarios —tales como los medidores tipo rotatorios, turbinas y máxicos— técnicamente no puedan ser ajustados, debido a errores sistemáticos, deberá considerarse un factor de corrección en el elemento terciario, mientras el propietario del equipo hace el reemplazo correspondiente.

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

5.5.4. 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, 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 transferencia de custodia. Los registros de tales equipos se mantendrán a disposición de las partes, junto con los cálculos respectivos para su inspección y verificación.

Resolución CREG 041
de 2008, art. 3.

5.5.5. Registros de medición

El transportador y el remitente conservarán los originales de los manuales de los equipos y de todos los datos de pruebas,

Resolución CREG 041
de 2008, art. 3.

gráficos, archivos magnéticos o cualquier otro registro similar de medición, 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 la 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:

Resolución CREG 041
de 2008, art. 3.

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 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 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.

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.

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 las estaciones 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.

Resolución CREG 041
de 2008, art. 3.

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 órdenes operacionales emitidas por el transportador, que llegasen incluso a la notificación al agente para cesar el consumo de gas, y este 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.

Resolución CREG 126 de 2013, art. 11.

Concordancias:
[Decreto 2345 de 2015](#),
arts. 2 y 3; Resolución
[CREG 114 de 2017](#),
anexo 3.

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, este 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.

Nota: el Decreto 880 de 2007 fue derogado por el Decreto 4500 de 2009, el cual, a su vez, fue derogado por el artículo 3.1.1 del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 2345 de 2015.

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 Electrotechnical [sic] Commission.
- 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 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 5° numerales 10 y 25 de la Ley 99 de 1993² y demás que la modifiquen, deroguen o adicionen; o aquellas que establezcan otras autoridades ambientales competentes.

El transportador estará obligado a comunicar al propietario de la conexión las normas específicas que deberán cumplirse y se abstendrá de prestar el servicio de transporte a través de las conexiones en los puntos de entrada o en los puntos de salida de su sistema de transporte, que no cumplan con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos por las normas y estándares aplicables.

6.2. RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS SOBRE NORMAS 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.

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.

Resolución CREG 050 de 2018, art. 2.

2. Por un error de cita, en el texto original se lee: "4° numerales 10 y 25 de la Ley 99 de 1994".

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 | 5% | 5% |
| 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 |
| Número de Wobbe (Nota 5) | Entre 46.6 MJ/m ³ y 52.7 MJ/m ³ | Entre 1250.0 BTU/ft ³ y 1414.7 BTU/ft ³ |

Concordancia:
Resolución CREG 114
de 2017, anexo 2.

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 y nitrógeno. El oxígeno se considera como un contaminante.

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

Nota 5: Calculado con el poder calorífico superior en base volumétrica a condiciones estándar definidas en la presente resolución y con la densidad relativa real a las mismas condiciones estándar.

Salvo acuerdo entre las partes, el productor-comercializador, o el comercializador de gas importado cuando se trate de gas importado, 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 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 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. Punto de rocío de hidrocarburos

El punto de rocío de hidrocarburos para cualquier presión no deberá superar el valor de 45F (7.2C).

Resolución CREG 050
de 2018, art. 2.

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, por lo tanto, 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, o el comercializador de gas importado cuando se trate de gas importado, 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.

Si verificada la calidad del gas natural entregado por el agente en el punto de entrada del sistema de transporte, el transportador encuentra que no cumple las especificaciones de calidad establecidas en los numerales 6.3 y 6.3.1 o aquellos que los modifiquen o complementen, y no lo recibe, deberá informar de esta situación al agente, mediante comunicación escrita, expresándole de manera precisa y detallada las razones por las cuales ese gas no cumple determinadas especificaciones de calidad. Una vez que el transportador entregue esta comunicación al agente, se entenderá que las especificaciones de calidad que no fueron objetadas en la forma aquí dispuesta cumplen lo establecido en los citados numerales 6.3 y 6.3.1 o aquellos que los modifiquen o complementen.

El agente inconforme con las objeciones hechas por el transportador en la forma aquí prevista, verificará, mediante auditoría que deberá ser realizada por una firma o persona natural seleccionada de la lista elaborada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, el cumplimiento de las especificaciones de calidad objetadas. Los resultados de la auditoría deberán ser comunicados y analizados con el transportador antes de rendir el informe final. Dicho informe deberá contener conclusiones claras y expresas sobre el cumplimiento de las especificaciones de calidad objeto de la auditoría.

[Resolución CREG 050 de 2018, art. 2.](#)

Concordancia:
[Resolución CREG 114 de 2017, anexo 2.](#)

El transportador no estará obligado a recibir el gas natural entregado por el agente mientras se desarrolla la auditoría, o si el informe de auditoría concluye que el gas entregado no cumple con las especificaciones de calidad definidas en los numerales 6.3 y 6.3.1, o aquellos que los modifiquen o complementen. En este caso el costo de la auditoría lo asume el agente.

Si el informe de la auditoría concluye que el gas entregado efectivamente cumple las especificaciones de calidad definidas en los numerales 6.3 y 6.3.1, o aquellos que los modifiquen o complementen, el transportador deberá recibir el gas natural entregado por el agente y este último traslada al transportador el costo de la auditoría, sin perjuicio de la responsabilidad que le pueda deducir al transportador por haber rechazado el gas.

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

Resolución CREG 050
de 2018, art. 2.

Resolución CREG 050
de 2018, art. 2.

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.

6.3.5. Intercambiabilidad de gas

El parámetro para verificar la intercambiabilidad de gases inyectados al Sistema Nacional de Transporte será el número de Wobbe, el cual deberá estar dentro del rango establecido en el cuadro 7 del numeral 6.3 de este anexo, en el poder calorífico superior a condiciones estándar. El número de Wobbe se calculará de acuerdo con los estándares AGA Report n.º 5 o ISO 6976, última edición.

El número de Wobbe del gas entregado en los puntos de entrada del Sistema Nacional de Transporte será establecido por el transportador mediante mediciones de composición de gas a través de cromatógrafos en línea. En caso que el cromatógrafo no disponga de la capacidad para registrar directamente el valor del número de Wobbe, este se calculará con base en los registros de poder calorífico y gravedad específica.

El número de Wobbe del gas tomado en los puntos de salida, será determinado según la metodología y con los instrumentos que acuerden las partes. En aquellos gasoductos que no se encuentran interconectados al Sistema Nacional de Transporte, es decir, aquellos que conectan campos aislados, las partes podrán acordar las especificaciones de intercambiabilidad de gas a las cuales se puede entregar el gas.

El productor-comercializador, o el comercializador de gas importado cuando se trate de gas importado, será el respon-

Resolución CREG 050
de 2018, art. 2.

sable de inyectar gas al Sistema Nacional de Transporte dentro del rango de número de Wobbe establecido. Cuando un distribuidor inyecte gas directamente al sistema de distribución, el distribuidor-comercializador será el responsable de verificar el número de Wobbe del gas que recibió.

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.

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

JOSÉ CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo