REUNIÓN ORDINARIA CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL, CNOGas No 147

Bogotá, 12 de diciembre de 2018

ACTA REUNIÓN ORDINARIA DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL No. 147

LUGAR: Hotel Marriot Avenida El Dorado, salón Diamante, Bogotá D.C.

FECHA: Diciembre 12 de 2018

ASISTENTES:

Delegados presentes:

1.	Omar Ceballos	CHEVRON
2.	Milton Cañón	EQUIÓN
3.	Jair Correa	PROMIGAS
4.	Jesús Correa	TRANSOCCIDENTE
5.	Jair Correa	PROMIORIENTE (Poder)
6.	Moises González	TGI
7.	Roberto Cure	GAS CARIBE
8.	Andrés Soto	GAS NATURAL
9.	Virgilio Diaz Granados	TEBSA
10.	John F. Mejía	ISAGEN
11.	Jaime Castillo	XM
14.	José Manuel Moreno C.	MINMINAS

Por el CNOGas:

1.	Fredi López S.	Secretario Técnico

Miembros CNOGas asistentes.

1.	Alejandro Villalba	PROMIGAS

Miembros CNOGas ausentes.

1.	Alejandro Navas	GEOPRODUCTION
2.	Ana G. Hernández	ECOPETROL
3.	José M. Rodríguez	TRANSMETANO

Invitados:

1.	David Angel	GEOPRODUCTION
2.	Claudia E. Garzón E.	MINMINAS

ORDEN DEL DIA:

1. Verificación del quorum y aprobación Orden del día y acta reunión Ordinaria CNOGas No. 146 (10 min).
2. Presentación XM_Informe panorama energético (30 min).
3. Informe del Secretario técnico (30 min).
4. Temas para aprobación (60 min).

- Requisitos técnicos del Auditor Resolución CREG155-2017_Proyectos Open Season.
- Protocolo operativo aseguramiento metrológico equipos DPHC.
- Plan de Trabajo CNOGas 2019.
- Programa de reuniones CNOGas 2019.
- Compilación y actualización Resolución CREG071-1999, RUT.

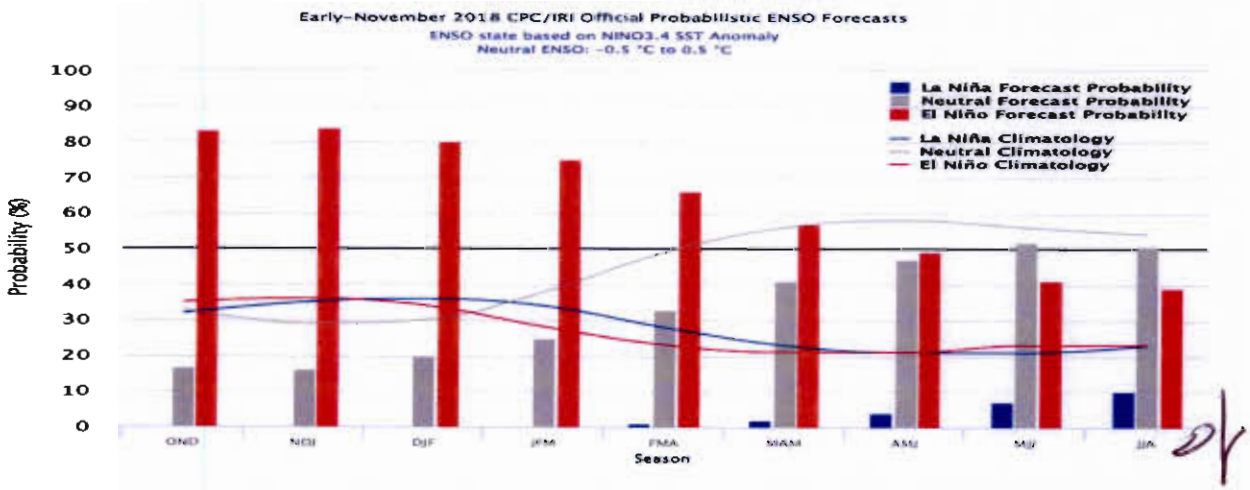
5. Temas informativos (20 min).
   - Balance indicativo de gas oferta-demanda 2018-2019.
   - Facturación electrónica.
6. Proposiciones y varios (10 min).

1. VERIFICACIÓN DEL QUORUM Y APROBACIÓN ORDEN DEL DÍA Y ACTA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS NO. 146.

Con la presencia de 11 miembros delegados al Consejo hubo quórum para deliberar y decidir. Preside la presente reunión el Dr. José Manuel Moreno C., Director de Hidrocarburos (E) del Ministerio de Minas y Energía. El Consejo aprueba el orden del día de la presente sesión con la inclusión de los siguientes temas: (I) Presentación aspectos generales del CNOGas al Director de Hidrocarburos (E) y (ii) Presentación del IDEAM. El Consejo aprueba el acta de la reunión plenaria ordinaria No 146 realizada el 11 de octubre de 2018 en la ciudad de Bogotá D.C., la cual incluye los comentarios de Chevron y Gas Natural.

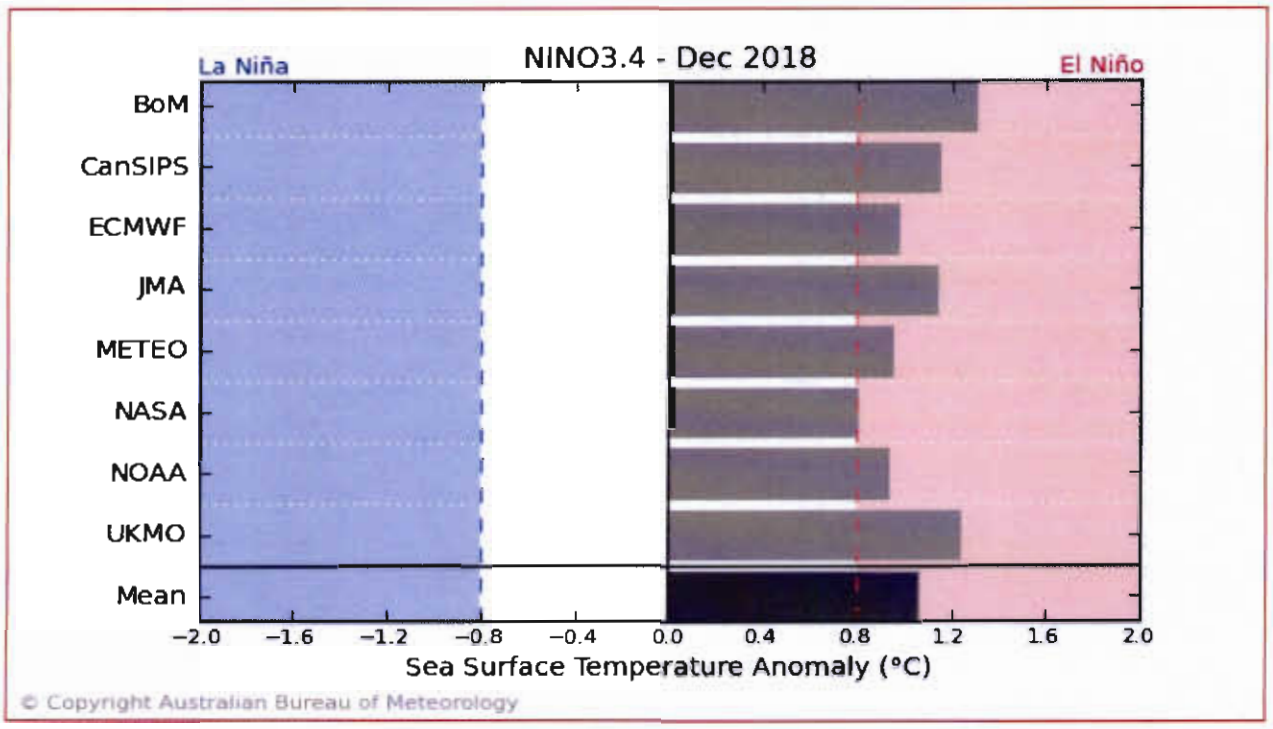
2. PRESENTACIÓN IDEAM

El IDEAM realiza presentación sobre el Fenómeno de El Niño 2018-2019 en la que comparte aspectos relacionados con: (i) Condiciones meteorológicas recientes y análisis del Pacífico Tropical, (ii) Comportamiento reciente de las lluvias, (iii) Alertas hidrológicas vigentes, (iv) Alertas vigentes por deslizamientos de tierras e incendios, (v) Que se espera en relación con las lluvias y (vi) Sectores expuestos y recomendaciones. En relación con la probabilidad de ocurrencia del Fenómeno de El Niño, presenta los pronósticos de diferentes institutos, los que se observan en las siguientes gráficas:



IRI

IRI indica una probabilidad de ocurrencia del fenómeno El Niño de un 80 % para el trimestre de diciembre-enero-febrero pero disminuyendo a 55-60% a partir de marzo.



La proyección de los modelos de la oficina de meteorología australiana indica que hay un incremento en la anomalía entre 0.4 y 1.2 para noviembre desde ya hacemos seguimiento y monitoreo a los indicadores que definen el evento.

La presentación del IDEAM forma parte integral de la presente acta.

3. PRESENTACIÓN XM_INFORME PANORAMA ENERGÉTICO.

XM realizó la presentación sobre el comportamiento de las variables energéticas y el panorama energético considerando varios escenarios de evolución del embalse agregado y la correspondiente generación requerida. El análisis energético considera, entre otros, los siguientes aspectos: (i) variables del SIN: Hidrología, generación e importaciones y Demanda SIN, (ii) análisis energético de mediano plazo y (iii) mantenimientos

La presentación de XM forma parte integral de la presente acta.

4. INFORME DEL SECRETARIO TÉCNICO.

El Secretario Técnico presenta su informe destacando los siguientes aspectos: (i) Seguimiento a la ejecución presupuestal mensual y acumulada ejecutada a noviembre de 2018 y proyectada a diciembre de 2018, (ii) Estado temas pendientes remitidos por el CNOGas a la CREG y (iii) Otros temas de interés dentro de los cuales se mencionan aspectos generales relacionados con los temas sobre: reuniones CACSSE, reuniones conjuntas CREG-CNOGas, carta Fidudavivienda, carta a administración edificio oficina CNOGas, conformación Subcomité Alerta Niño, presentación aspectos generales CNOGas al Director de Hidrocarburos (E) del MM&E, carta a la ANDI sobre mantenimientos y Acuerdo de Confidencialidad.

El Consejo realiza especial mención a los temas del informe del Secretario técnico descritos a continuación:

- Proyecto Resolución CREG 129-2018. El Secretario Técnico revisará las eventuales diferencias que pudieren existir entre los aspectos previstos en esta resolución y el estudio contratado por el CNOGas con la firma Esfera Ingeniería Ltda., para revisar aspectos de la Resolución CREG169-2011 que definió los costos para conexiones a gasoductos. El Consejo instruye al Secretario Técnico para que convoque al Comité Técnico a reunión presencial para el 19 de diciembre del presente año, con el propósito de revisar los comentarios al proyecto de Resolución CREG129-2018 y los hallazgos evidenciados por el Secretario Técnico. Se autoriza invitar a EPM.
- Acuerdo de confidencialidad. Se requiere adicionar al numeral 8°. Sanción por violación del acuerdo, redacción que establezca una sanción administrativa para aquellas empresas invitadas a las reuniones del CNOGas y COMI´s ante reiteradas violaciones al Acuerdo de Confidencialidad.

5. TEMAS PARA APROBACIÓN.

El documento presentado por el Secretario (presentación power point), forma parte integral de la presente acta.

- **Requisitos técnicos del Auditor Resolución CREG155-2017_Proyectos Open Season.**

El Secretario Técnico presenta para aprobación del Consejo el Acuerdo No 001 de 2018 que establece los requisitos a cumplir por las firmas auditoras según lo previsto en la Resolución CREG155-2017, cuyo texto había sido analizado, revisado y estructurado en versión final por el Comité designado por el Consejo en la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 146 realizada el pasado 11 de octubre de 2018. El Consejo aprueba el Acuerdo No. 001 de 2018 y el envío del mismo a la CREG. El Secretario Técnico preparará y compartirá con el Consejo el mecanismo de socialización con terceros interesados.

- **Protocolo operativo aseguramiento metrológico equipos DPHC.** El Secretario Técnico presenta para aprobación del Consejo, con el apoyo del Comité Técnico, el Protocolo No 001 de 2018 que establece las especificaciones técnicas y los procedimientos que son aplicables en la evaluación del desempeño de sistemas de análisis en línea del Punto de Rocío de Hidrocarburo que permita garantizar la confiabilidad de las mediciones obtenidas por estos sistemas. Igualmente consulta al Consejo acerca de la pertinencia para: (i) presentar al ICONTEC el protocolo desarrollado con la finalidad de adelantar el proceso de normalización correspondiente y (ii) presentar a la CREG propuesta de modificación del RUT de los numerales 6.3. Calidad del gas y 6.3.1. Punto de rocío de hidrocarburo. El Consejo solicita al Comité Técnico analizar el impacto generado por la implementación del protocolo No 001 de 2018 y particularmente el relacionado con el límite normativo definido en el RUT de 45°F para temperatura de punto de rocío. Además solicita eliminar la expresión "calentamiento" del texto del protocolo. Según la

instrucción del Consejo, el Comité Técnico sesionará extraordinariamente en el mes de enero de 2019 para presentar los ajustes al protocolo en la reunión plenaria ordinaria CNOGas del mes de febrero de 2019.

- **Plan de Trabajo CNOGas 2019.** El Secretario Técnico presenta para aprobación del Consejo los temas del Plan de Trabajo para el año 2019, indicando la prioridad y período de cumplimiento de los diferentes hitos a desarrollar, teniendo en cuenta la solicitud realizada por la CREG en la reunión conjunta CREG-CNOGas del pasado 08 de noviembre de 2018. El Consejo aprueba el Plan de Trabajo CNOGas 2019 en su primera versión y sujeto a revisión antes de compartirlo con la CREG en el mes de febrero de 2019. Igualmente solicita incluir en los temas para seguimiento el relacionado con la Resolución CREG107-2017 sobre el listado de firmas auditoras a los proyectos de la UPME en curso.

- **Programa de reuniones CNOGas 2019.** El Secretario Técnico presenta para aprobación del Consejo el programa de reuniones plenarias ordinarias para el año 2019, en el que se incluyen la realización de dos (2) sesiones del CNOGas en sede distinta a la habitual en la ciudad de Bogotá D.C. El plan de reuniones es aprobado con las siguientes modificaciones: (i) la reunión del mes de abril de 2019 se realizará el día 9 de dicho mes en Barranquilla atendiendo la invitación de TEBSA a visitar su planta (la sesión de febrero de 2019 se realizará en Bogotá D.C.) y (ii) la reunión del mes de agosto de 2019 se realizará en Medellín en la fecha indicada en el programa, atendiendo la aceptación de XM de visitar sus instalaciones.
- **Compilación y actualización Resolución CREG071-1999, RUT**. El Secretario Técnico presenta para aprobación del Consejo un valor/costo máximo de $10.000.000 (diez millones de pesos m/cte.) para la compilación y actualización del RUT, trabajos a desarrollar por la Doctora Nora Palomo, considerando actividad similar realizada en el año 2013. El Consejo aprueba: (i) el monto propuesto por el Secretario Técnico de $10.000.000 (diez millones de pesos m/cte.) como el valor máximo para los trabajos, (ii) la realización de los trabajos por la Doctora Nora Palomo y (iii) el envío al Consejo de la versión actualizada, previa a la versión final, para su revisión.

6. TEMAS INFORMATIVOS.

El documento presentado por el Secretario Técnico (presentación power point), forma parte integral de la presente acta. Se presenta al Consejo, a título informativo, los temas relacionados a continuación, dándose por enterado e invitando al Secretario Técnico a continuar con la gestión de los mismos:

- **Balance indicativo de gas oferta-demanda 2018-2019.** El Secretario Técnico presenta al Consejo el resultado del balance indicativo de gas oferta-demanda 2018-2019, con la información entregada por los agentes del sector del gas natural, enviada al Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía el pasado 20 de noviembre de 2018. Considerando cambios en (i) la contratación de cantidades de gas de algunos agentes y (ii) el período de ocurrencia del Fenómeno de El Niño según información del IDEAM en la presente reunión, se realizará ajustes al ejercicio inicialmente desarrollado, el cual se compartirá con los miembros del Consejo.

- **Facturación electrónica**. El Secretario Técnico informa al Consejo sobre el alcance de comunicación remitida por FiduDavivienda relacionada con aspectos para facturación electrónica de acuerdo a nueva normativa de la DIAN. También confirma que en enero de 2019, remitirá a los

miembros del Consejo la cuenta de cobro correspondiente a la porción del aporte/cuota del año 2019, según fue definido en la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 146 del pasado 11 de octubre de 2018.

7. PROPOSICIONES Y VARIOS

En relación con el resultado del balance indicativo de gas 2018-2019 presentado en esta sesión, TEBSA confirma que tanto esta empresa como Termocandelaria pueden cumplir con las obligaciones de energía en firme comprometidas con el sector eléctrico. XM por su parte, considera fundamental aclarar que los 350 MPCD comprometidos por el Grupo Térmico pueden inyectarse desde la planta de regasificación y ser transportados hasta la respectiva planta de generación térmica para su consumo. A su vez, solicita aclaración de si, en el caso de inyectarse los 350 MPCD desde la planta de regasificación, el gas nacional contratado por los generadores mencionados es posible ingresarlo al SNT de Promigas hasta sus puntos de consumo? TEBSA confirma que cuando se utilizan los 350 MPCD desde la planta de regasificación, el gas nacional contratado no es posible inyectarlo para su consumo e indica que no obstante esta condición, pueden cumplir con el compromiso ante el sector eléctrico con gas de la planta de regasificación o una combinación de este gas y gas nacional. Por su parte, Promigas manifiesta que en su SNT no tiene ningún tipo de restricción y que por consiguiente pueden transportar las capacidades totales contratadas por los agentes. A su vez, Geoproduction informa que cuenta con disponibilidades de gas en firme contratadas por los generadores térmicos para entrega desde sus campos y confirma que a partir de junio de 2019 contará con mayor disponibilidad de gas producto de expansiones en sus campos y en la capacidad de transporte de Promigas desde Jobo.

El Director de Hidrocarburos (E) del Ministerio de Minas y Energía solicita hacer un diagnóstico sobre la actualización de los protocolos para identificar la necesidad de proponer nuevos documentos.

Siendo las 1:10 p.m. se da por terminada la reunión.

JOSÉ MANUEL MORENO C.
Presidente del CNOGas

FREDI E. LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico

ORDEN DEL DIA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS – 147

1. Verificación del quorum y aprobación Orden del día y acta reunión Ordinaria CNOGas No. 146 (10 min).

2. Presentación XM_Informe panorama energético (30 min).

3. Informe del Secretario técnico (30 min).....

4. Temas para aprobación (60 min).
   - Requisitos técnicos del Auditor Resolución CREG155-2017_Proyectos Open Season.
   - Protocolo operativo aseguramiento metrológico equipos DPHC.
   - Plan de Trabajo CNOGas 2019.
   - Programa de reuniones CNOGas 2019
   - Compilación y actualización Resolución CREG071-1999, RUT.

5. Temas informativos (20 min).
   - Balance indicativo de gas oferta-demanda 2018-2019.
   - Facturación electrónica.

6. Proposiciones y varios (10 min).

1. VERIFICACIÓN DEL QUORUM, APROBACIÓN ORDEN DEL DÍA Y ACTA REUNIÓN ORDINARIA CNOGAS No. 146

ACTA REUNIÓN ORDINARIA DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL No. 146 (PARA COMENTARIOS)

LUGAR: Piso 4, Edificio Torre Central Davivienda, Bogotá D.C.

FECHA: Octubre 11 de 2018

ASISTENTES:

Delegados presentes:

1.	Omar Ceballos	CHEVRON
2.	Ana G. Hernández	ECOPETROL
3.	Milton Cañón	EQUIÓN
4.	Alejandro Navas	GEOPRODUCTION
5.	Jair Correa	PROMIGAS
6.	Jesús Correa	TRANSOCCIDENTE
7.	Jair Correa	PROMIORIENTE (Poder)
8.	Jesús Correa	TRANSMETANO (Poder)
9.	Moises González	TGI
10.	Roberto Cure	GAS CARIBE
11.	Andrés Soto	GAS NATURAL
12.	Virgilio Diaz Granados	TEBSA
13.	Jaime Castillo	XM
14.	Carlos D. Beltrán Q.	MINMINAS

Por el CNOGas:

1.	Fredi López S.	Secretario Técnico

Miembros del CNOGas

1.	Silvia Vargas	GEOPRODUCTION

Miembros CNOGas ausentes.

1.	John Fredy Mejía	ISAGEN

Invitados:

1.	Alejandro Díaz	TGI
2.	Luis López	IDEAM

ORDEN DEL DIA:

1. Verificación del quorum y aprobación Orden del día y acta reunión Extraordinaria CNOGas No. 145 (10 min).
2. Presentación IDEAM (30 min).

3. Presentación XM_Informe panorama energético (30 min).
4. Informe del Secretario T~~t~~écnico (20 min).
5. Temas para aprobación (60 min).
   - Proyecto de presupuesto Costos y Gastos CNOGas 2019.
   - Requisitos técnicos del Auditor Resolución CREG155-2017_Proyectos Open Season
   - Políticas de Divulgación de la Información en reuniones del CNOGas.
6. Temas informativos (30 min).
   - Balance indicativo de gas oferta-demanda 2018-2019.
   - Mantenimientos mayores/alto impacto octubre 2018 marzo 2019.
   - Pruebas en campo equipos medición DPHC.
   - Lineamientos Aprobación Acuerdos Operativos CNOGas.
7. Proposiciones y varios (10 min).
   - Reunión plenaria ordinaria CNOGas mes de diciembre de 2018.

1. VERIFICACIÓN DEL QUORUM.

Con la presencia de 13 miembros delegados al Consejo hubo quórum para deliberar y decidir. Preside la presente reunión el Dr. Carlos David Beltrán ~~Quintero, Director~~Quintero, Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía. El Consejo aprueba el orden del día de la presente sesión con la inclusión de los siguientes temas. En el numeral 5. Temas para Aprobación: (i) Listado firmas auditoras Resolución CREG107-2017 y en el 7. Proposiciones y Varios: (i) Declaración eventos por productores-comercializadores y transportadores. El Consejo aprueba el acta de la reunión plenaria extraordinaria realizada el 5 de septiembre de 2018 en la ciudad de Bogotá D.C., la cual incluye los cambios solicitados por Chevron y comentarios de TEBSA y Gas Natural.

2. PRESENTACIÓN IDEAM

El IDEAM realiza presentación acerca de: (i) las condiciones meteorológicas actuales, (ii) climatología, (iii) proyección de la lluvia (Estacional) y (iii) Alertas vigentes y conclusiones. De manera particular, el IDEAM informa que la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de El Niño está entre 70-72%. Igualmente confirma ~~que~~que, por políticas de la nueva administración, la información relacionada con la ocurrencia de un fenómeno de El Niño será manejada directamente por el señor Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible, razón por la que no presenta las gráficas asociadas con este fenómeno.

La presentación del IDEAM forma parte integral de la presente acta

3. PRESENTACIÓN XM_INFORME PANORAMA ENERGÉTICO.

XM realizó la presentación sobre el comportamiento de las variables energéticas y el panorama energético considerando varios escenarios de evolución del embalse agregado y la correspondiente generación requerida. El análisis energético considera, entre otros, los siguientes aspectos: (i) variables del SIN: Hidrología, generación e importaciones y Demanda SIN, (ii) análisis energético de mediano plazo ~~y (~~y (iii) mantenimientos.

La presentación de XM forma parte integral de la presente acta.

4. INFORME DEL SECRETARIO TÉCNICO.

El Secretario Técnico presenta su informe destacando los siguientes aspectos: (i) Seguimiento a la ejecución presupuestal mensual y acumulada ejecutada a septiembre de 2018 y proyectada octubre, noviembre y diciembre de 2018, (ii) Estado temas pendientes remitidos por el CNOGas a la CREG y (iii) Otros temas de interés dentro de los cuales se mencionan aspectos generales relacionados con los temas sobre: carta a CREG-Listado de firmas auditoras Resolución CREG107-2017, presentación Calamarí LNG S.A. ESP, reunión conjunta UPME-CNOGas, carta a Sener Ingeniería y Sistemas Colombia S.A.S., carta fiduciaria Davivienda-SARLAFT, y reunión conjunta CREG-CNOGas.

5. TEMAS PARA APROBACIÓN.

El documento presentado por el Secretario Técnico (presentación power point), forma parte integral de la presente acta.

- **Listado firmas auditoras Resolución CREG107-2017.** El Secretario Técnico presenta para aprobación del Consejo las opciones revisadas con la CREG en la reunión realizada el 04 de octubre de 2018 correspondientes a: (1) Definir por el CNOGas el listado de firmas auditoras con posterioridad a la selección del inversionista, (2) Reemplazar a los miembros del CNOGas que se declaren impedidos, utilizando la figura de personal AD-HOC o personal suplente y (3) Delegar en un Subcomité del CNOGas con la participación del Secretario Tecnico, la realización de todo el proceso. Una vez analizadas por el Consejo las opciones, se acuerda remitir comunicación a la CREG, revisada por la doctora Nora Palomo, Asesora jurídica del CNOGas, mediante la cual se indique que el CNOGAS considera como la opción más viable legalmente, la número 1, Definir por el CNOGas el listado de firmas auditoras con posterioridad a la selección del inversionista, considerando que no se presentaría ~~el riesgo~~el riesgo de configuración de un potencial conflicto de intereses.

Consultado el Ministerio de Minas y Energía acerca de modificación parcial del Decreto 2282 de 2001, manifiesta que se requiere retroalimentación del CNOGas para analizar y proceder con lo solicitado, si es necesario. Por último, el Consejo aprueba la programación de reuniones mensuales con la CREG, en atención a propuesta de la Comisión. El Secretario Técnico coordinará con la CREG la primera reunión.

- **Proyecto de presupuesto Costos y Gastos CNOGas 2019.** El Secretario ~~Técnico presenta~~Técnico presenta para aprobación del Consejo el proyecto de presupuesto del CNOGas para el año 2019. El proyecto de presupuesto CNOGas 2019 se estructuró considerando los siguientes aspectos: (i) incremento del Índice de precios al consumidor (IPC) de 3,5 % (supuesto), (ii) incremento del Salario Mínimo Legal Mensual Vigente (SMLMV) de 6% (supuesto), (iii) excedente ejecución presupuestal 2018: $108.757.151 (proyectado), (iv) definición de los aportes considerando 14 empresas miembros del CNOGas, según Resolución UPME No 146 del 22 de marzo de 2018, (v) esquema de aporte dividido en dos (2) cuotas: enero-abril y mayo-diciembre de 2019, facturables en los meses de enero y mayo, respectivamente y (vi) la cuota aprobada para el año 2019, no incluye el probable efecto de la modificación de la composición del CNOGas, según proyecto de decreto del Ministerio de Minas y Energía. El Secretario Técnico explica al Consejo detalles de los dos (2) escenarios presentados y el valor

de los aportes calculados para cada uno. El Consejo, una vez analizados los resultados, aprueba lo siguiente: (i) el escenario 2 de la propuesta con recomendación del Secretario Técnico, cuyo valor del aporte para el año 2019 es de $42.885.976, que representa una disminución del 6,63% en relación con el aporte del año 2018 ($45.930.529). El valor total del aporte aprobado se facturará de la siguiente manera: (i) $14.295.325 en el mes de enero de 2019 que cobijará el período enero-abril de 2019 y $28.590.651 en el mes de mayo de 2019 que cobijará el período mayo-diciembre de 2019. El valor del aporte anual ~~aprobado,~~aprobado considera apropiar la suma de $54.378.576 equivalente al 50% del valor del excedente total con el cual se tiene previsto culminar la ejecución presupuestal del año 2018. Esta condición implicará contar con una reserva presupuestal para el año 2019 de $54.378.576 para usar ante eventuales contingencias, en adición a las sumas previstas en las cuentas contables Estudios-H~~h~~onorarios e Imprevistos.

El escenario del proyecto de presupuesto CNOGas 2019 aprobado por el Consejo considera, como parte de una propuesta del Secretario Técnico teniendo en cuenta que en marzo de 2019 opta a su pensión de vejez, (i) mantener hasta mayo de 2019 el valor del honorario mensual pagado en el presente año 2018, es decir, no se generarían incrementos y (ii) la reducción a un valor de $25.000.000 mensuales de sus honorarios a partir de junio de 2019, incluida la bonificación anual. Este valor de ~~honorarios (~~honorarios (~~$~~25.000.000) no tendrá incrementos anuales durante el período propuesto por el Secretario Técnico como prórroga de dos (2) años del contrato por prestación de servicios entre junio de 2019 y junio del año 2021.

El Consejo, por unanimidad y teniendo en cuenta el destacado desempeño del Secretario Técnico en el desarrollo de sus funciones y su excelente manejo de relaciones con los diferentes actores sectoriales decide aprobar esta propuesta de honorarios para los años 2019, 2020 y hasta junio de 2021 y por tanto aprueba igualmente la prórroga del contrato por prestación de servicios del Secretario Técnico entre junio de 2019 y junio del año 2021.

~~El Consejo aprueba esta propuesta de honorarios para los años 2019, 2020 y hasta junio de 2021 y la prórroga del contrato por prestación de servicios del Secretario Técnico entre junio de 2019 y junio del año 2021.~~

- **Requisitos técnicos del Auditor Resolución CREG155-2017_Proyectos Open Season.** El Secretario Técnico presenta para aprobación del Consejo los requisitos técnicos que deben cumplir las firmas auditoras, según lo previsto en la Resolución CREG155-2017. Analizado los requisitos, el Consejo aprueba que un Comité Técnico del CNOGas los revise y ajuste, de ser ~~necesario, y~~necesario, y posteriormente los someta a consideración del Consejo. El Comité Técnico quedó conformado por las empresas: Promigas, TGI, Gas Natural y Geoproduction que serán convocadas a reunión el 30 de octubre del año en curso.

El Consejo autoriza que, una vez aprobados los requisitos técnicos, éstos se divulguen a través de la página web del CNOGas, en cumplimiento de lo previsto en el artículo 10 de la Resolución CREG155-~~2017 que~~2017 que en uno de sus partes menciona: "…(…)…*el CNOG realice la divulgación y presentación pública del listado de requisitos técnicos que deben cumplir los auditores".*

- **Políticas de Divulgación de la Información en reuniones del CNOGas.** El Secretario Técnico presenta para aprobación del Consejo el Acuerdo de Confidencialidad a suscribir por las empresas no miembros del CNOGas que participen en las diferentes reuniones COMI´s y del CNOGas, con el fin de preservar la información compartida en dichas reuniones. Una vez revisados los comentarios presentados por parte de Gas Natural S.A. y de la Doctora Nora Palomo (Asesora Jurídica del CNOGas), el Consejo aprueba el acuerdo y la suscripción del mismo por parte del Secretario Técnico. El Secretario Técnico iniciará gestiones para que las firmas invitadas suscriban de manera previa este documento. El Consejo aprueba, también, que a la ANDI se le informará de las diferentes decisiones y determinaciones que se tomen en las reuniones COMI´s o del CNOGas, labor que queda a cargo del Secretario Técnico y realizará mediante comunicación escrita a través de un correo electrónico.

Comentario [F1]: Ajuste según la solicitud presentada en la sesión plenaria CNOGas No 146 del 11-oct-2018

El Consejo confirma que, de aprobarse el proyecto de modificación parcial del Decreto 2282 de 2010 en lo relacionado con las votaciones para la toma de decisiones al interior del CNOGas, se incluya la necesidad que las empresas miembros del Consejo suscriban también un Acuerdo de Confidencialidad, considerando que el Estatuto del CNOGas adolece de este mecanismo.

6. TEMAS INFORMATIVOS.

El documento presentado por el Secretario Técnico (presentación power point), forma parte integral de la presente acta. Se presenta al Consejo, a título informativo, los temas relacionados a continuación, dándose por enterado e invitando al Secretario Técnico a continuar con la gestión de los mismos:

- **Balance indicativo de gas oferta-demanda 2018-2019.** El Secretario Técnico presenta al Consejo el avance logrado en la estructuración del balance indicativo de gas oferta-demanda 2018-2019, teniendo en cuenta que algunos agentes y empresas no han entregado, a la fecha de este reporte, la información solicitada, entre otros, el Gestor del Mercado quien~~es~~ manifest~~ó~~aron que no la entregarían~~an~~ al CNOGas por asuntos de confidencialidad y que la enviarían al Ministerio de Minas y Energía. El Secretario Técnico i~~-I~~nforma al Consejo que el 07 de noviembre de 2018 realizará revisión final con los miembros del COMI en sesión presencial programada para esa fecha, y posteriormente compartirá con el Consejo para su aprobación el resultado y presentación para la~~el~~ Ministra de Minas y Energía ~~con el Consejo para su aprobación~~.

- **Mantenimientos mayores de~~/~~ alto impacto octubre 2018 marzo 2019**. El Secretario Técnico informa al Consejo sobre el número de agentes que remitieron la información requerida y que la faltante la tomará del SIMI-PAMI. Una vez preparada la presentación para la Ministra de Minas y Energía, la compartirá previamente con el Consejo para su aprobación.

- **Pruebas en campo equipos medición DPHC.** El Secretario Técnico informa al Consejo acerca de las pruebas a equipos para medición de DPHC que se realizaron en los campos Corrales (Belencito), La Paz y Bullerengue (Sabanalarga), como complemento a las pruebas realizadas~~ejecutadas~~ en el año 2018 en los campos de la Guajira y Cusiana-Cupiagua. Se programará reunión con el Comité Técnico para finales del mes de octubre del año en curso, para revisar el resultado de las pruebas y análisis cromatográficos realizados por el CDT de Gas y, como consecuencia, revisar y ajustar el protocolo operativo que será sometido a aprobación del Consejo en la sesión plenaria ordinaria del mes de diciembre de 2018.

- **Lineamientos Aprobación Acuerdos Operativos CNOGas.** El Secretario Técnico ilustra a los miembros del Consejo acerca del alcance de la emisión y aprobación de Acuerdos Operativos por el CNOGas para cumplimiento inmediato por los agentes del mercado del sector del gas natural, sin la necesidad de revisión o acto administrativo de la CREG. Los miembros del Consejo consideran necesario analizar el efecto que estas decisiones pudieren generar en las compañías, razón por lo que aplazan los comentarios sobre este tema.

7. PROPOSICIONES Y VARIOS

- **Reunión plenaria ordinaria CNOGas mes de diciembre de 2018.** El Secretario Técnico consulta al Consejo acerca de revisar la fecha para realizar la reunión plenaria ordinaria programada inicialmente para el martes 11 de diciembre del presente año, teniendo en cuenta que la misma se realizará en el hotel Marriot de la Avenida El Dorado y que en la gestión para su organización se requiere ratificar la fecha de la sesión. Los miembros del Consejo aprueban que la reunión plenaria ordinaria del mes en mención se realice el miércoles 12 de diciembre de 2018. El Secretario Técnico compartirá esta fecha con el personal a cargo en el hotel para dar inicio a la organización de la sesión.

- **Declaración eventos por productores-comercializadores y transportadores.** TEBSA manifiesta al Consejo su preocupación ante los hechos ocurridos (un evento) en las instalaciones de los campos de La Guajira en reciente fecha que no solamente pusieron en riesgo la generación de las plantas de TEBSA sino que conllevaron a culminar el Día de Gas con un saldo en energía en contra ante el transportador. Chevron informó~~ó~~ que ante la limitación técnica presentada por una serie de eventos no previstos en los compresores centrífugos de Ballena, el Operador del campo siguió~~aplicaron~~ los protocolos para este hecho e informó~~y avisaron~~ de manera oportuna a los agentes afectados sobre la declaración de una Insalvable Restricción de la Oferta de Gas No Transitoria tal como lo establece la regulación vigente. TEBSA solicita revisar mecanismos y/o acciones operativas o de comunicación que pudieren tomarse en estos casos para evitar la materialización del riesgo de salida de operación de sus plantas. El Secretario Técnico muestra el alcance de lo previsto en el protocolo operativo para la aplicación de lo reglamentado en la Resolución CREG124-2017 enviado a la CREG mediante comunicación CNOGas-331-2017 de 21 de diciembre de 2017 y remitirá dicho documento a los miembros del Consejo para su revisión.

Siendo las 1:30 p.m. se da por terminada la reunión.

CARLOS DAVID BELTRÁN QUINTERO
Presidente del CNOGas

FREDI E. LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico

2. PRESENTACIÓN XM_Panorama energético

INFORME CND AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS

Miércoles, 12 de diciembre de 2018

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Contenido

1	Variables del SIN	Hidrología Generación e importaciones Demanda SIN
2	Panorama Energético	Análisis energético de mediano plazo
3	Mantenimientos	Generación Transmisión

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

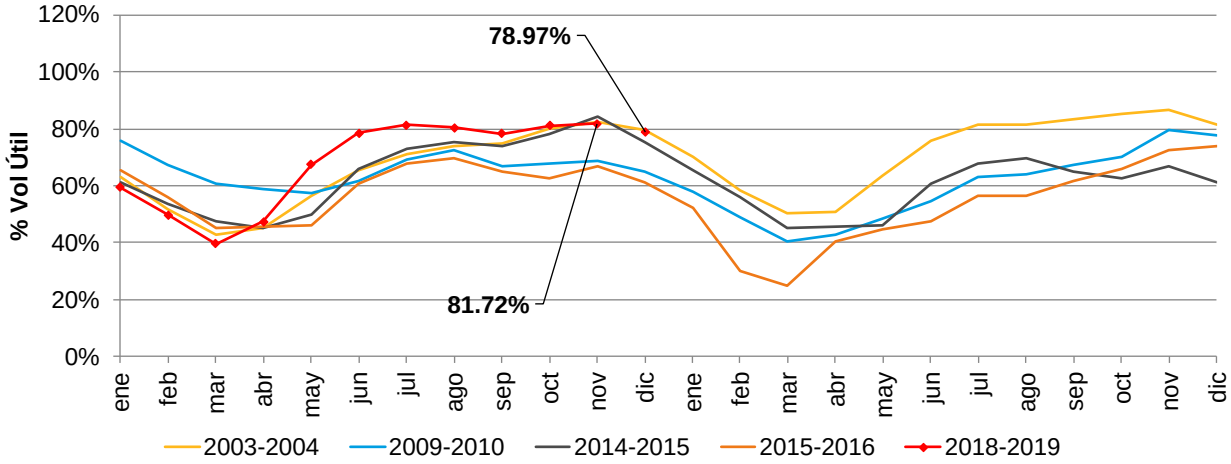
1. Variables del SIN

- Hidrología
- Generación e importaciones
- Demanda del SIN

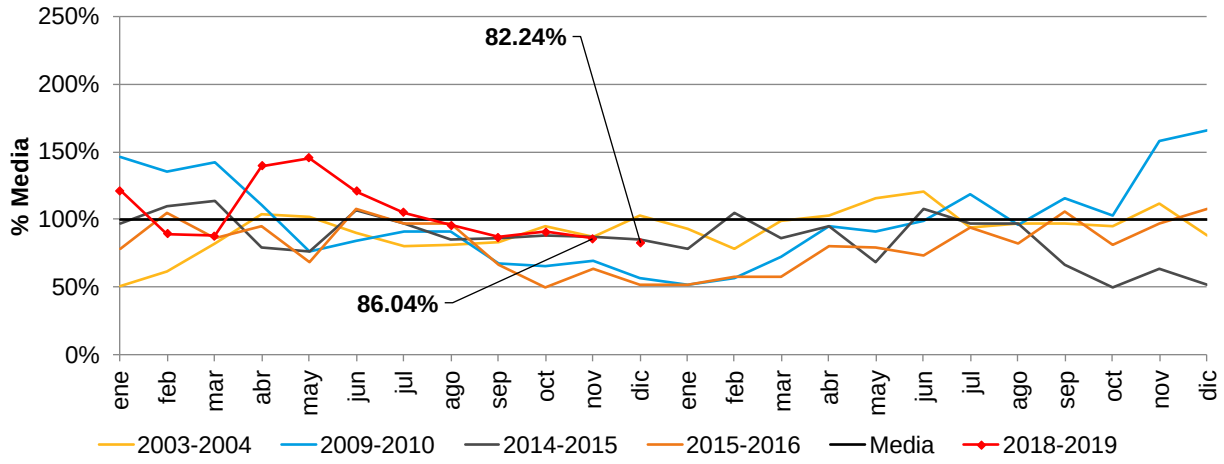
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Hidrología del SIN

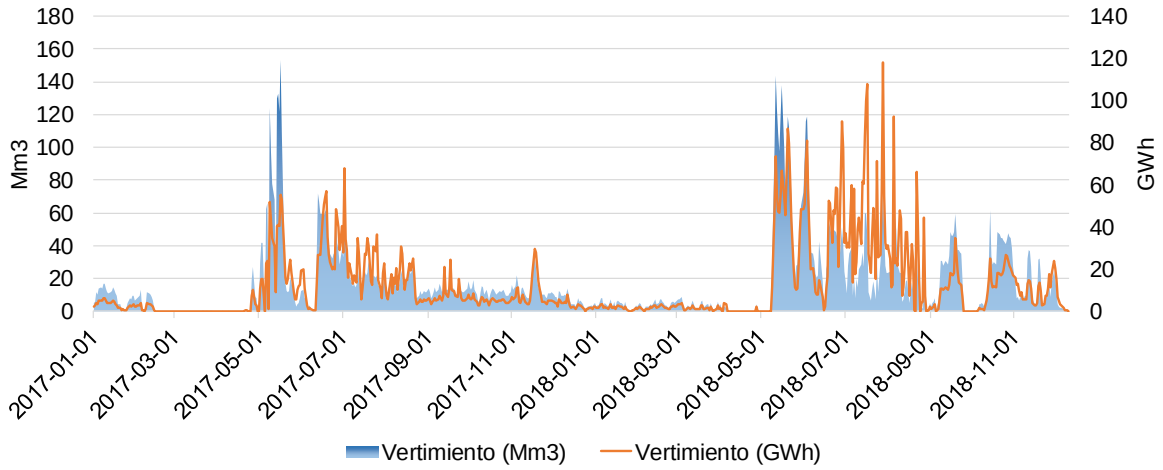
Reservas hídricas



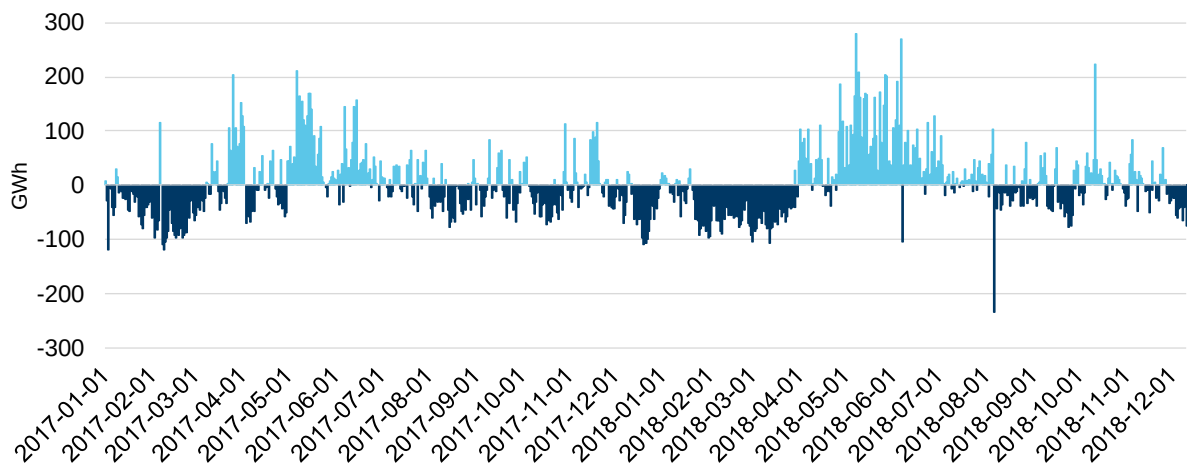
Aportes hídricos



Vertimientos

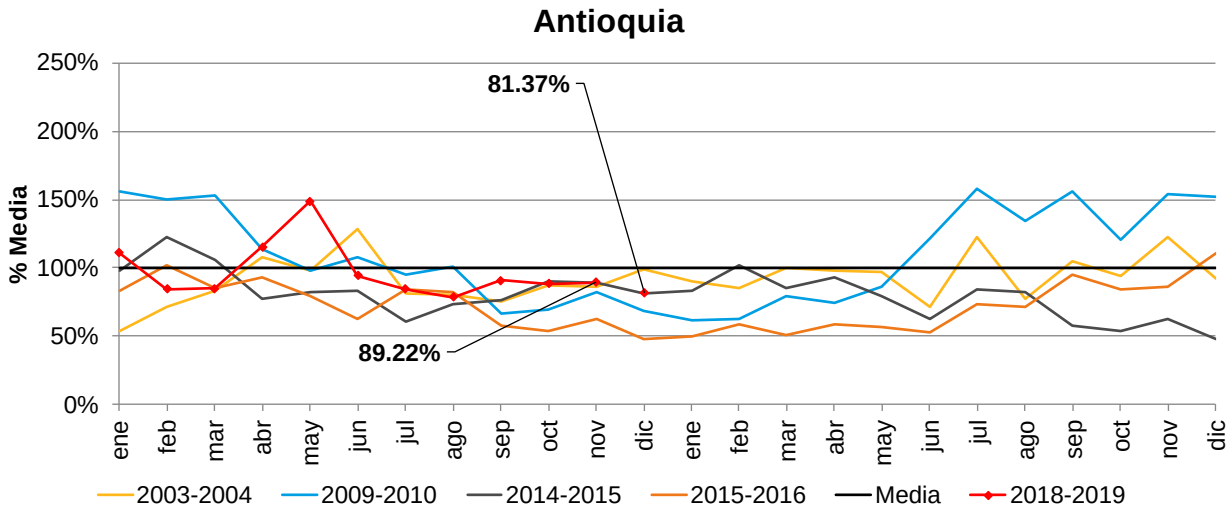


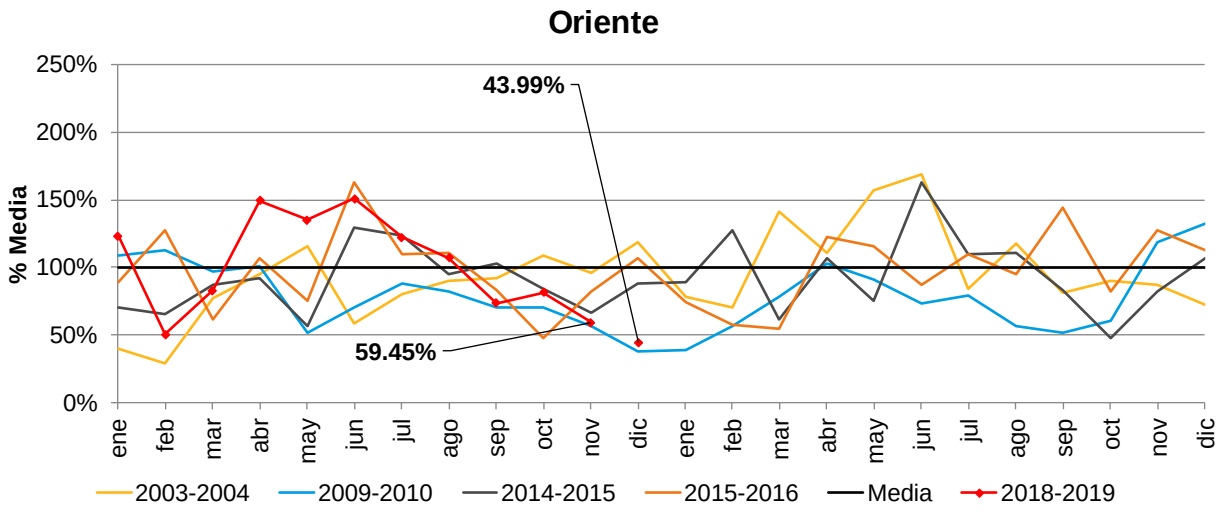
Tasa de embalsamiento

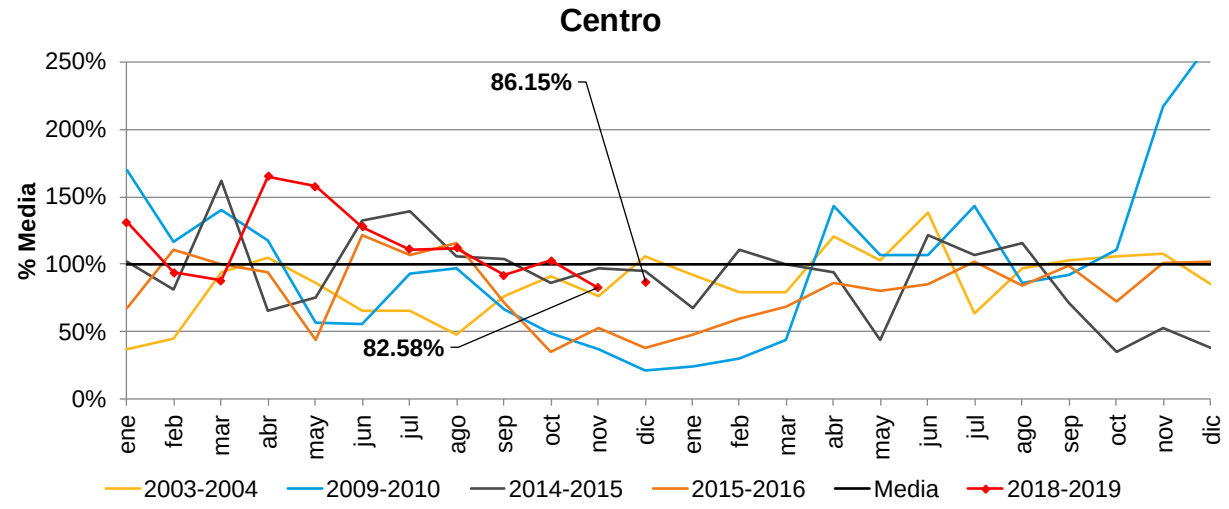


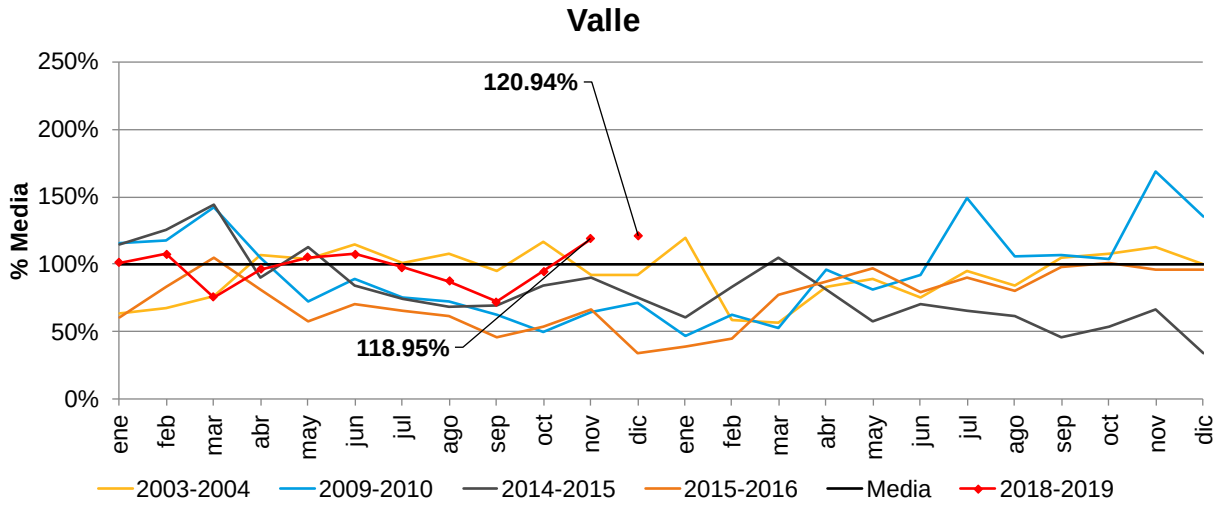
Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Aportes por regiones



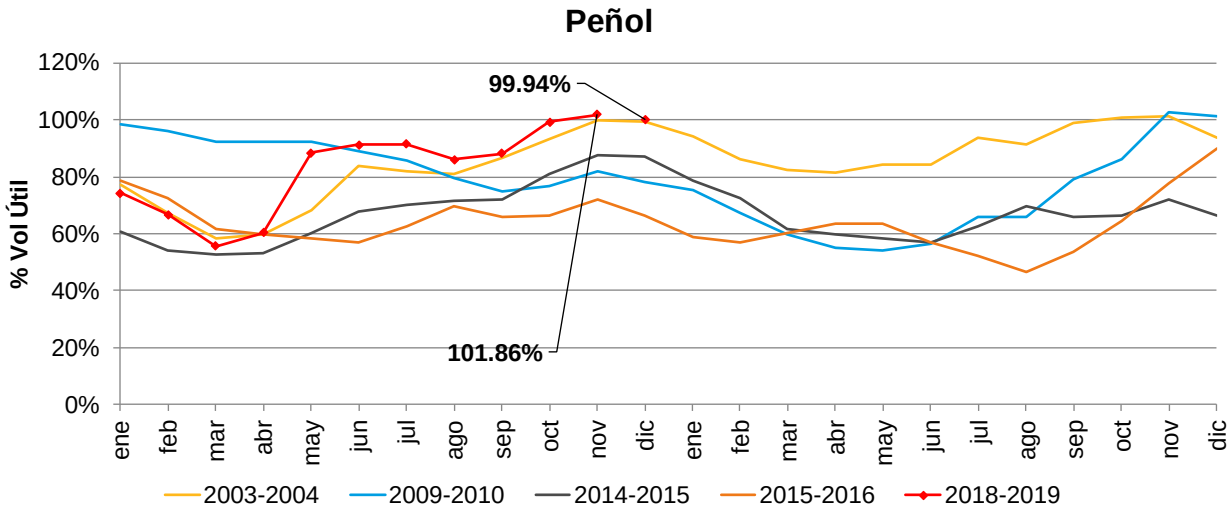


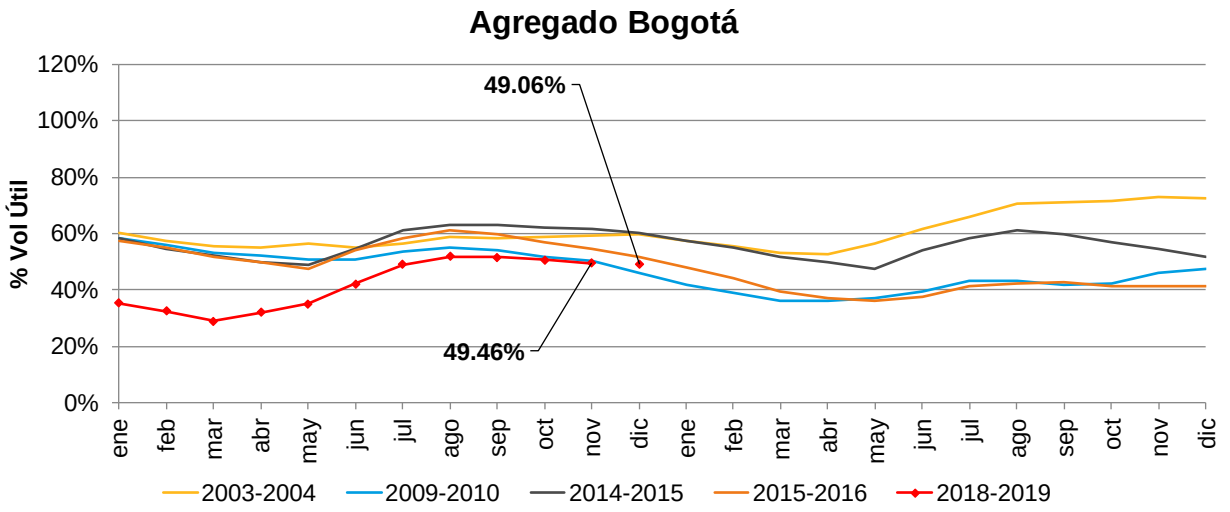


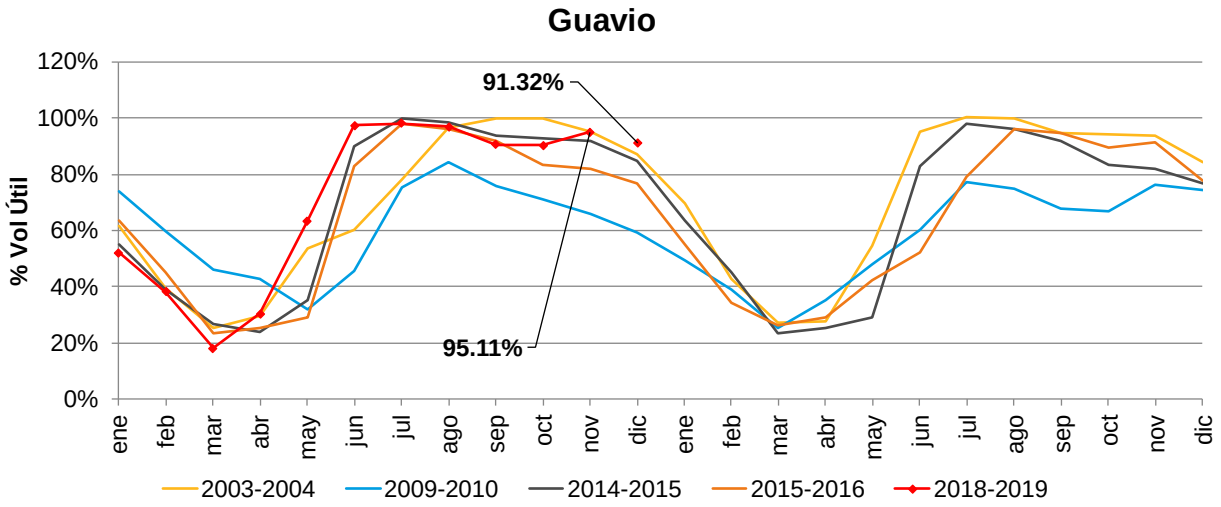


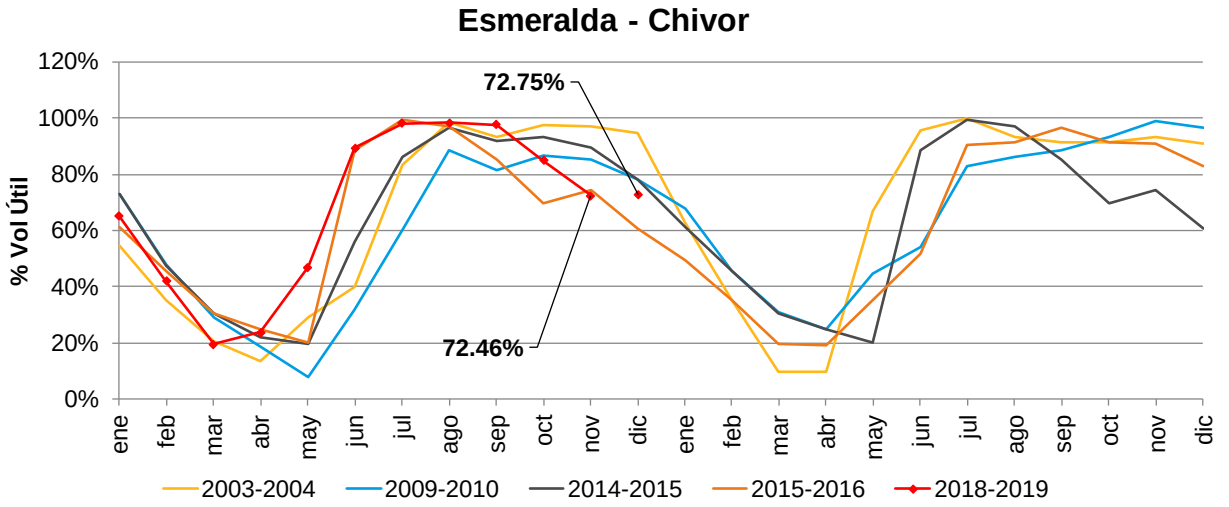
Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Evolución de principales embalses









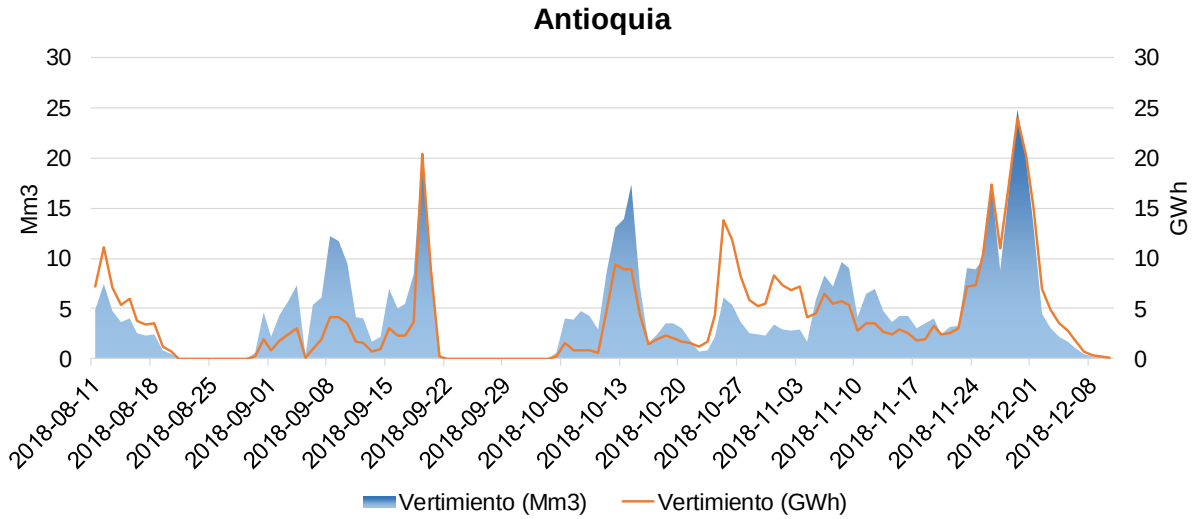
Información hasta el: 2018-12-10

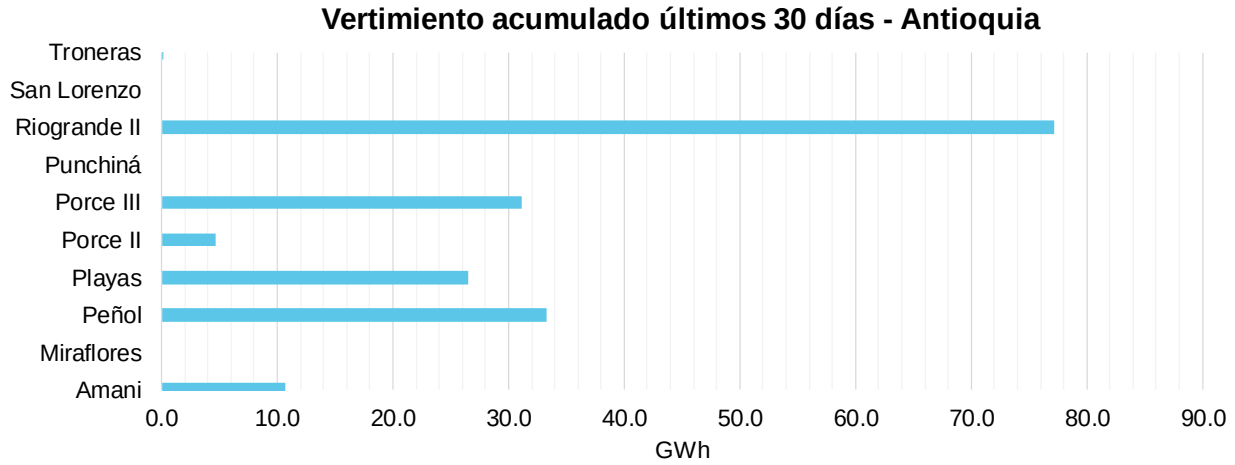
Similitud ENSO e hidrología

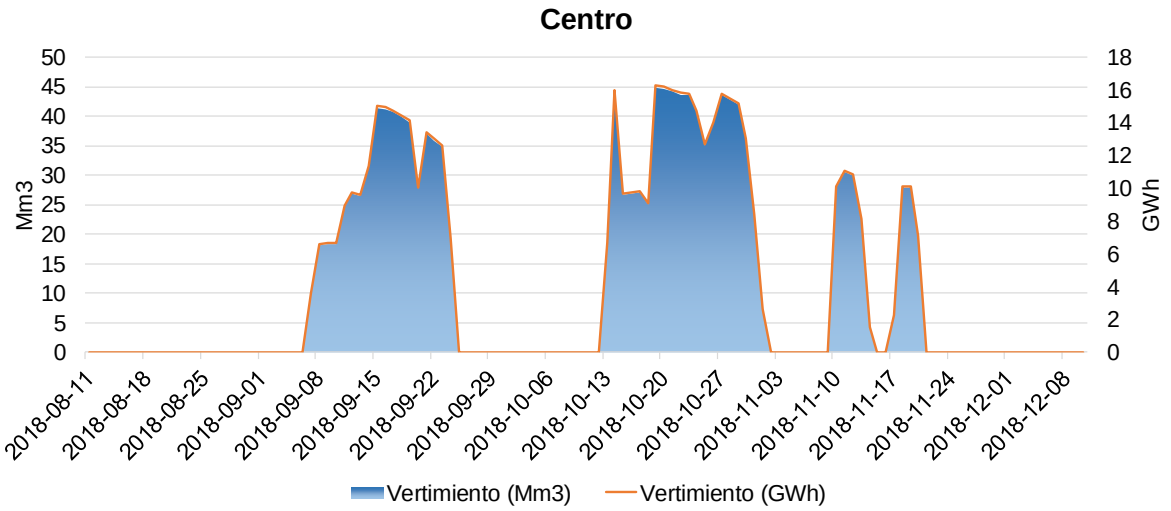
Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

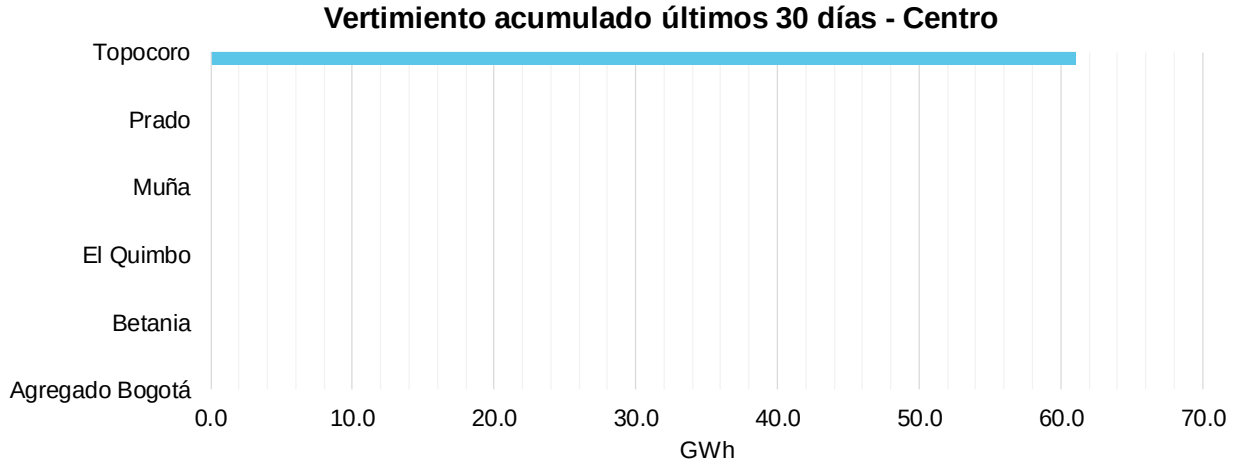
Información actualizada el: 2018-12-11

Vertimientos por regiones





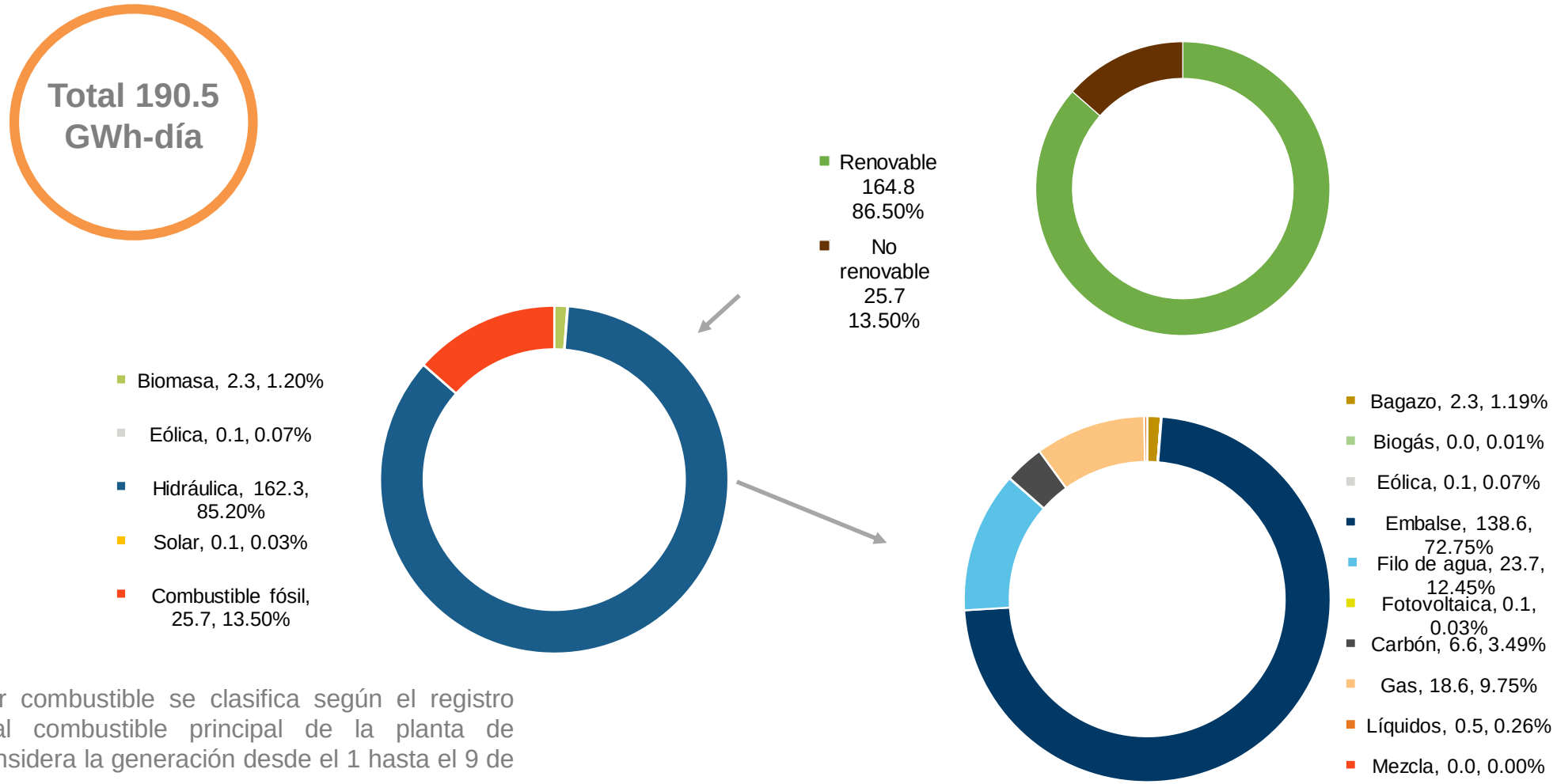




Información hasta el: 2018-12-10

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Generación promedio diaria en GWh-día

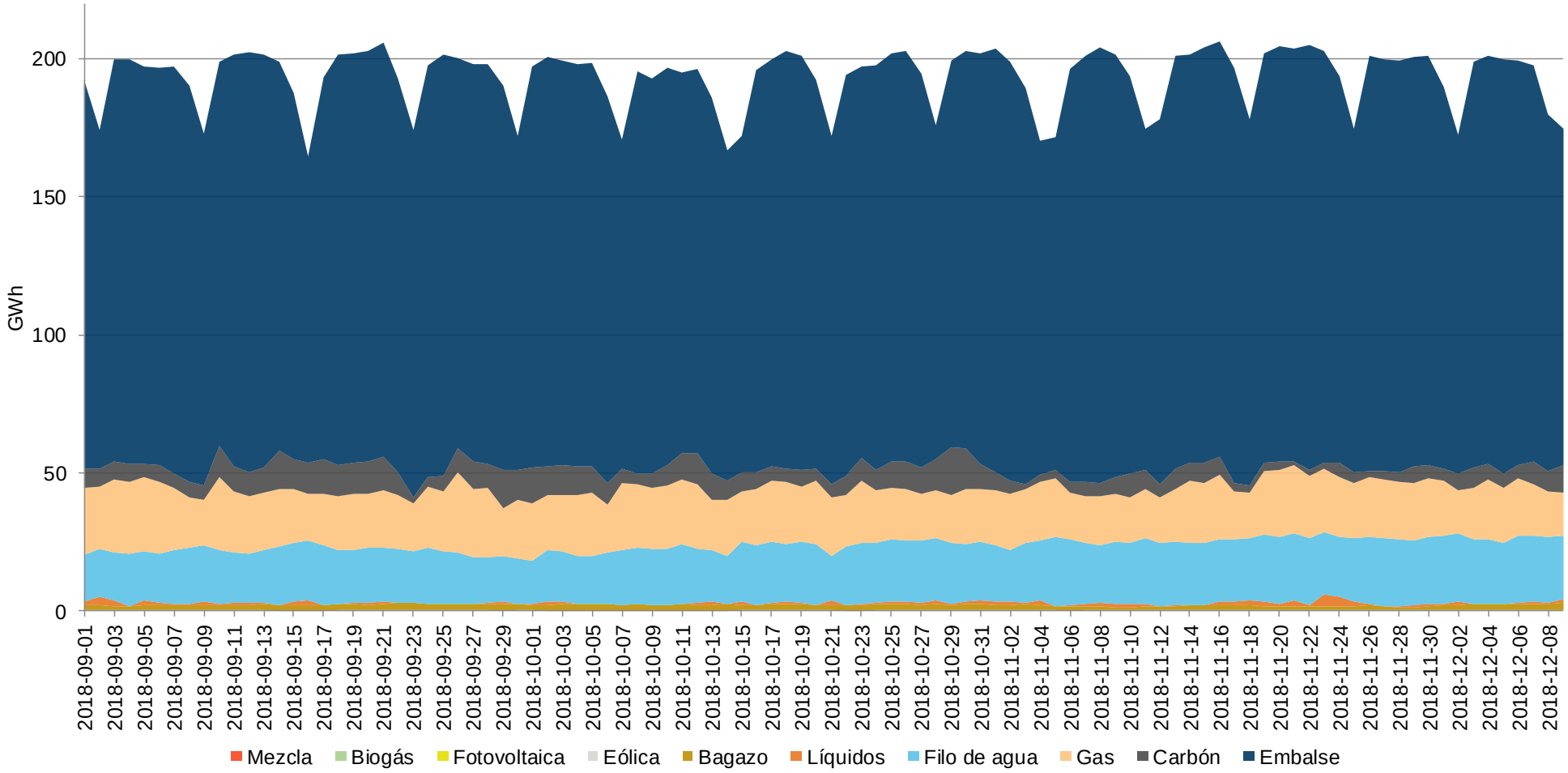


La generación por combustible se clasifica según el registro correspondiente al combustible principal de la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 9 de diciembre de 2018

Información hasta el: 2018-12-09

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Generación diaria

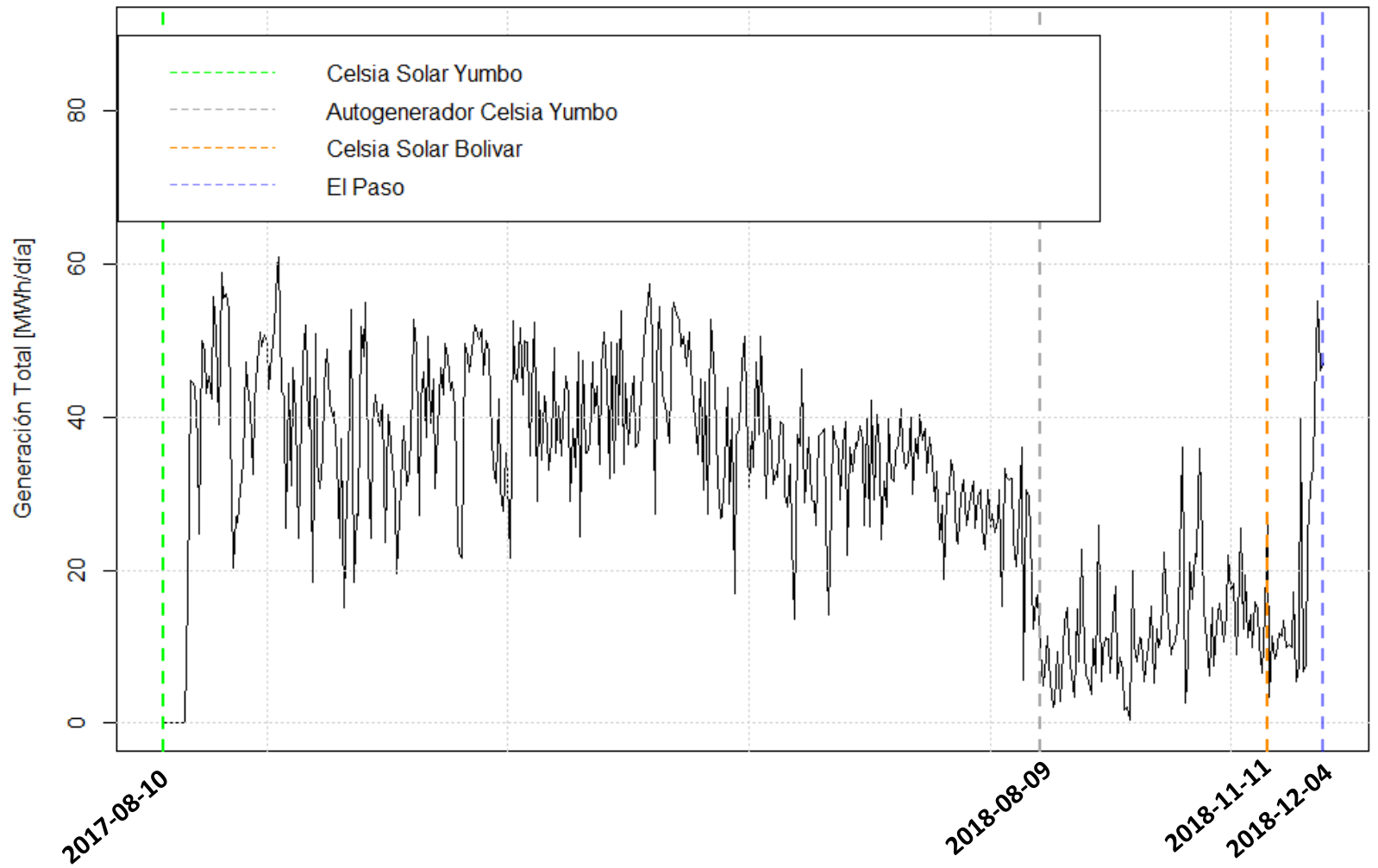


Información hasta el: 2018-12-09

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

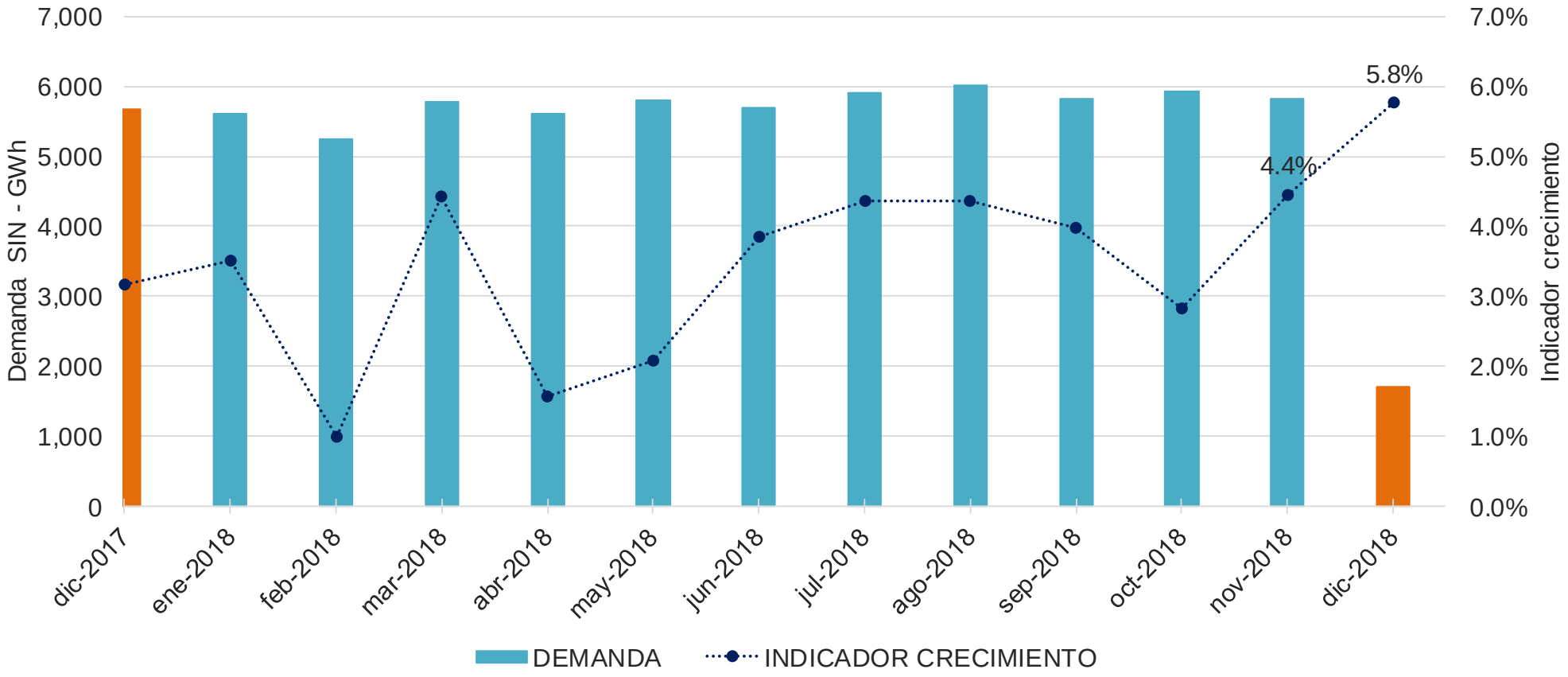
Información actualizada el: 2018-12-11

Generación real histórica de plantas solares



Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

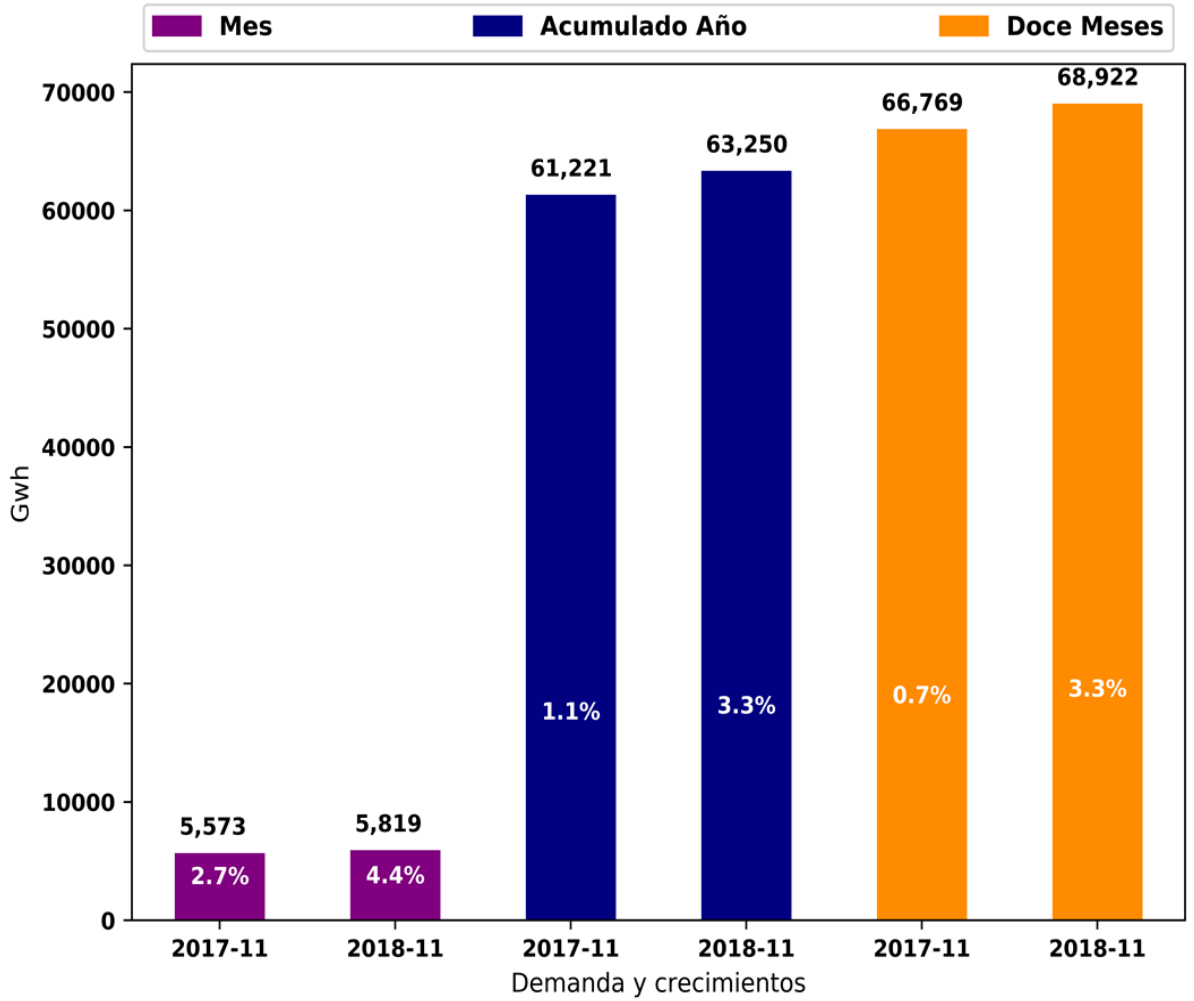


Información hasta el: 2018-12-09

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

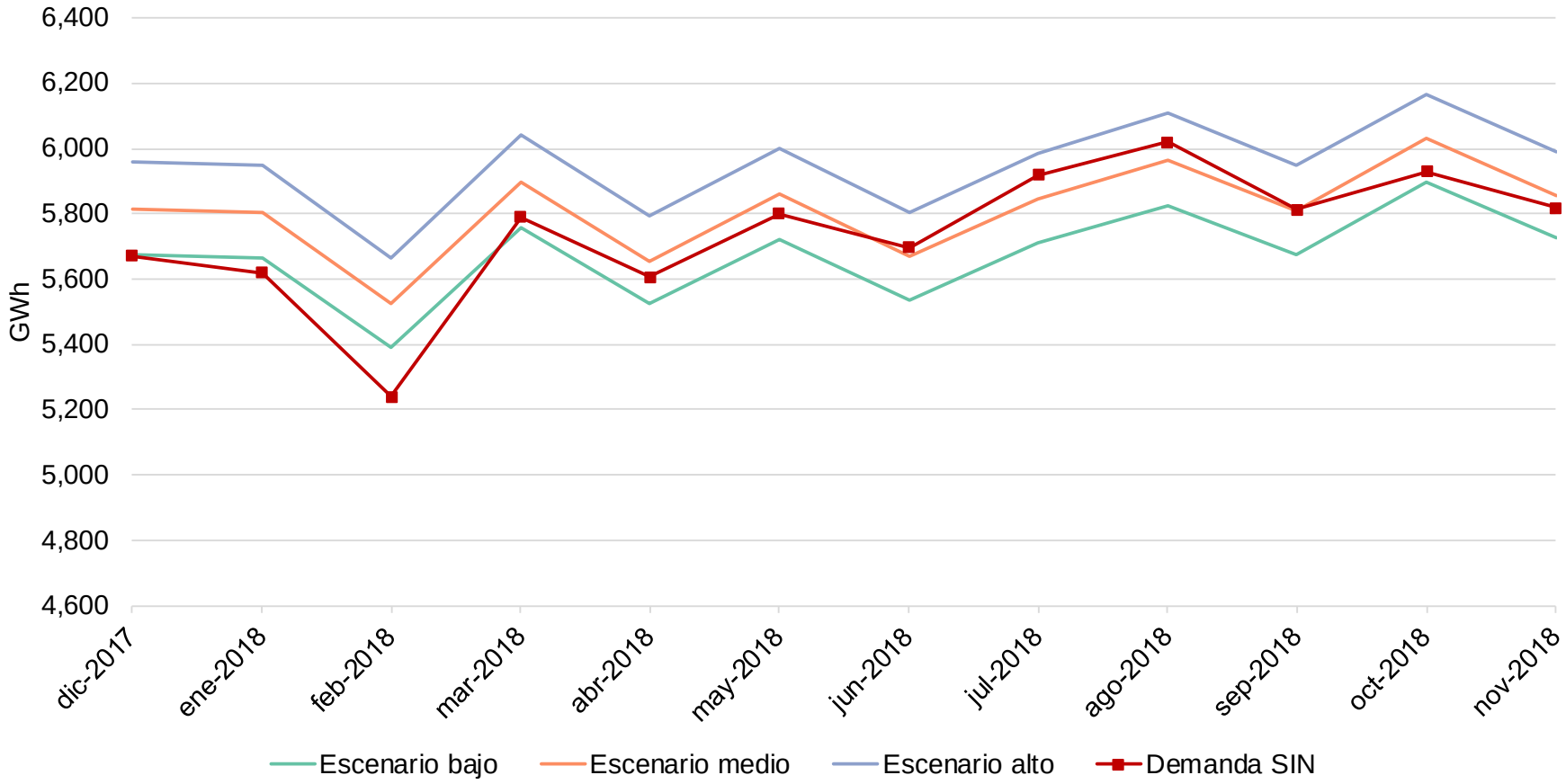
Información actualizada el: 2018-12-11

Demanda de energía del SIN (Preliminar Noviembre 2018)



Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Demanda de energía del SIN y escenarios UPME



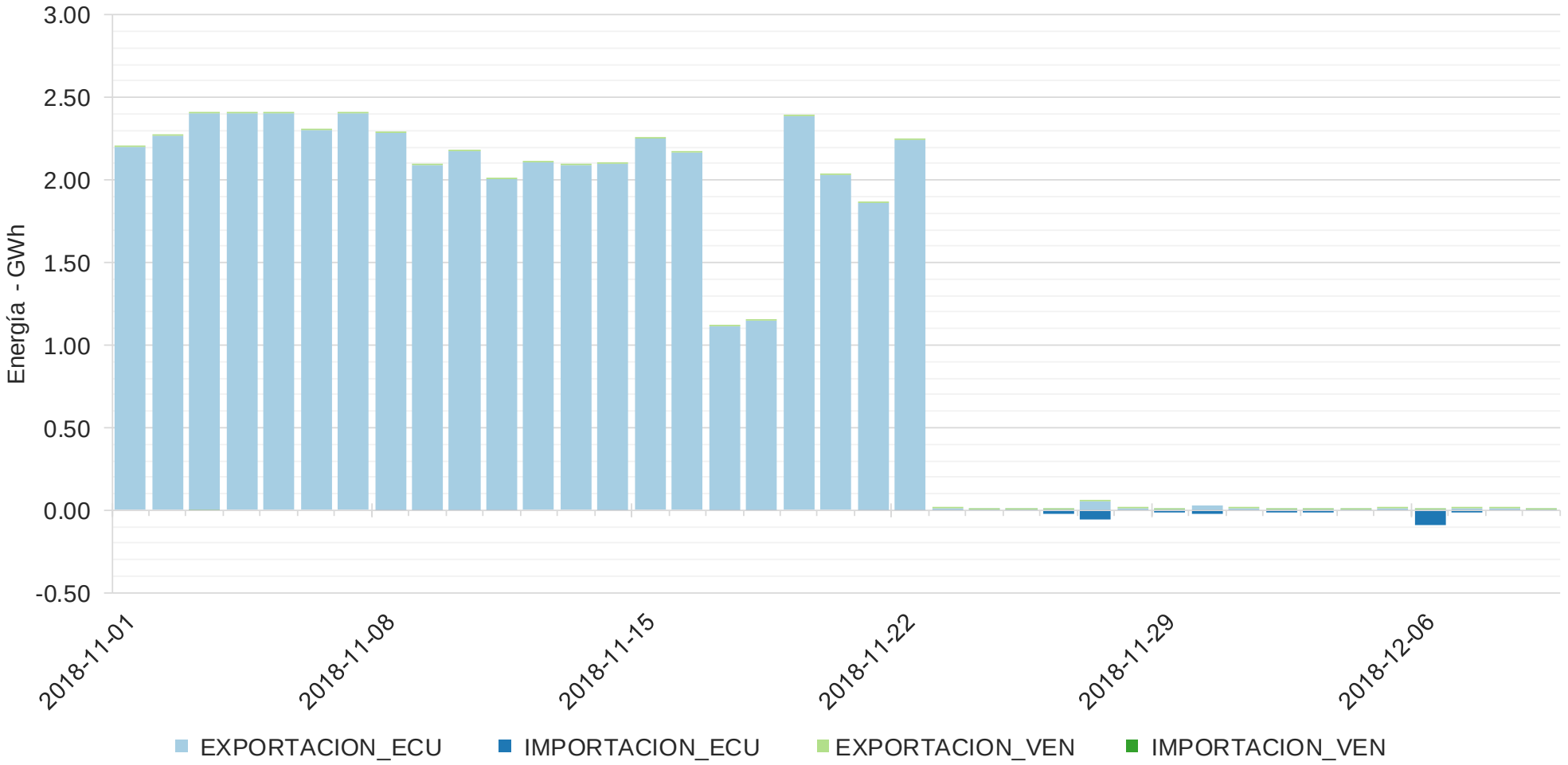
Información hasta el: 2018-12-09

Última actualización de la UPME para el periodo graficado: nov-2018

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2018-12-11

Importaciones y exportaciones de energía



Información hasta el: 2018-12-09

Todos los derechos reservados para XM S.A.E.S.P.

Información actualizada el: 2018-12-11

2. Panorama Energético

- **Análisis energético de mediano**

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Análisis Energético de mediano plazo

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Supuestos considerados

Horizonte

MP: 2 años, resolución semanal

Demanda

MP: Escenario alto UPME (Oct/18)

Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Costos de racionamiento

Último Umbral UPME Oct/18.

Condición Inicial Embalse

MP: Diciembre 3, 82.3%

Desbalance hídrico

14.7 GWh/día promedio mensual

Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC Dic/18 - Nov/19

Mín. Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)

Intercambios Internacionales

No se consideran

Información combustibles

Precios: UPME

Disponibilidad reportada por agentes

Expansión Generación

- MP: Sin proyectos.
- MP: Un caso con proyectos con concepto de conexión por parte de UPME

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

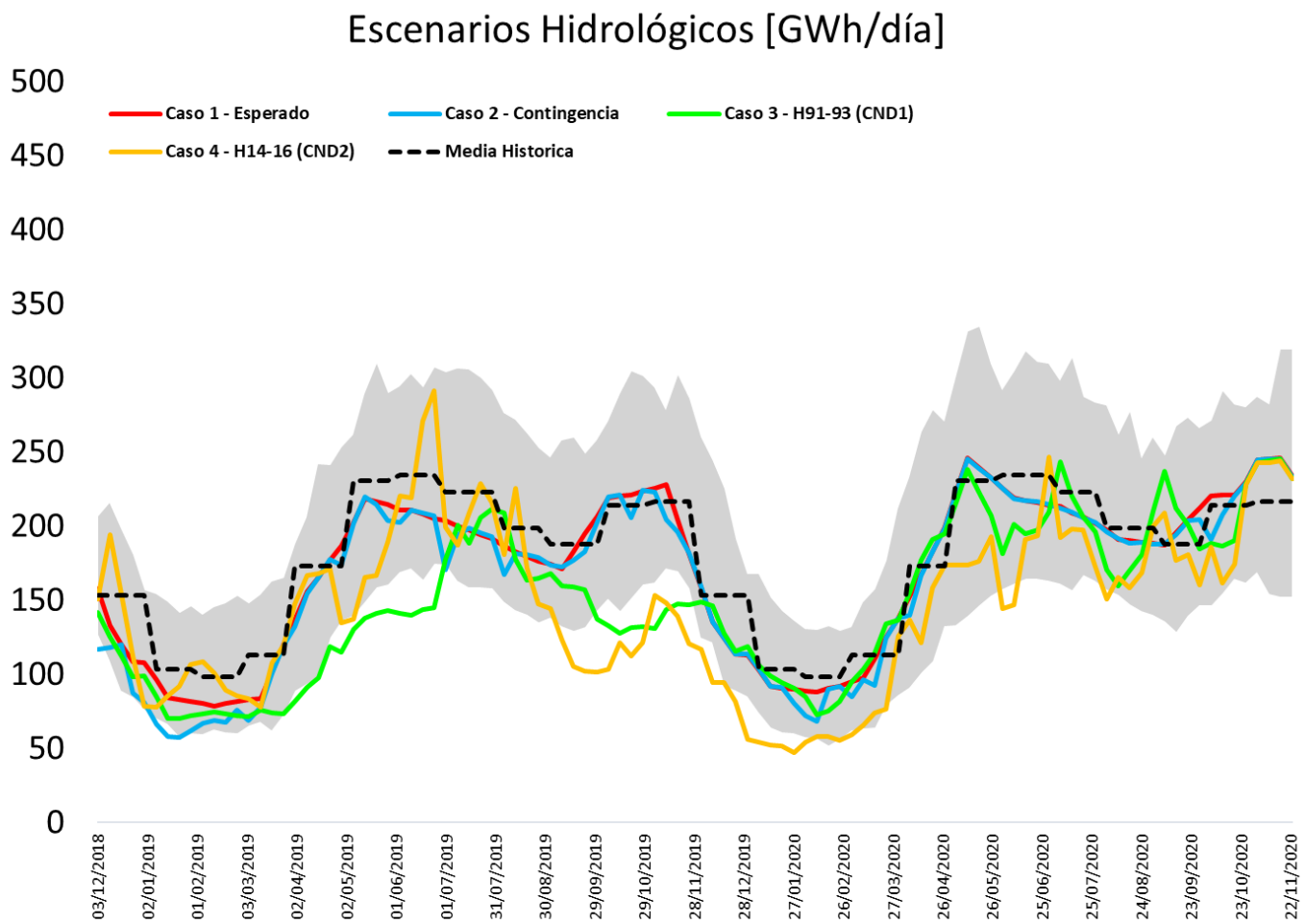
Panorama Energético Mediano Plazo

Hidrología

- Esperado
- Contingencia
- CND1
- CND2
- Contingencia
- Estocástico

Proyectos de generación

- Sin Proyectos
- Con concepto UPME
- Sin Proyectos

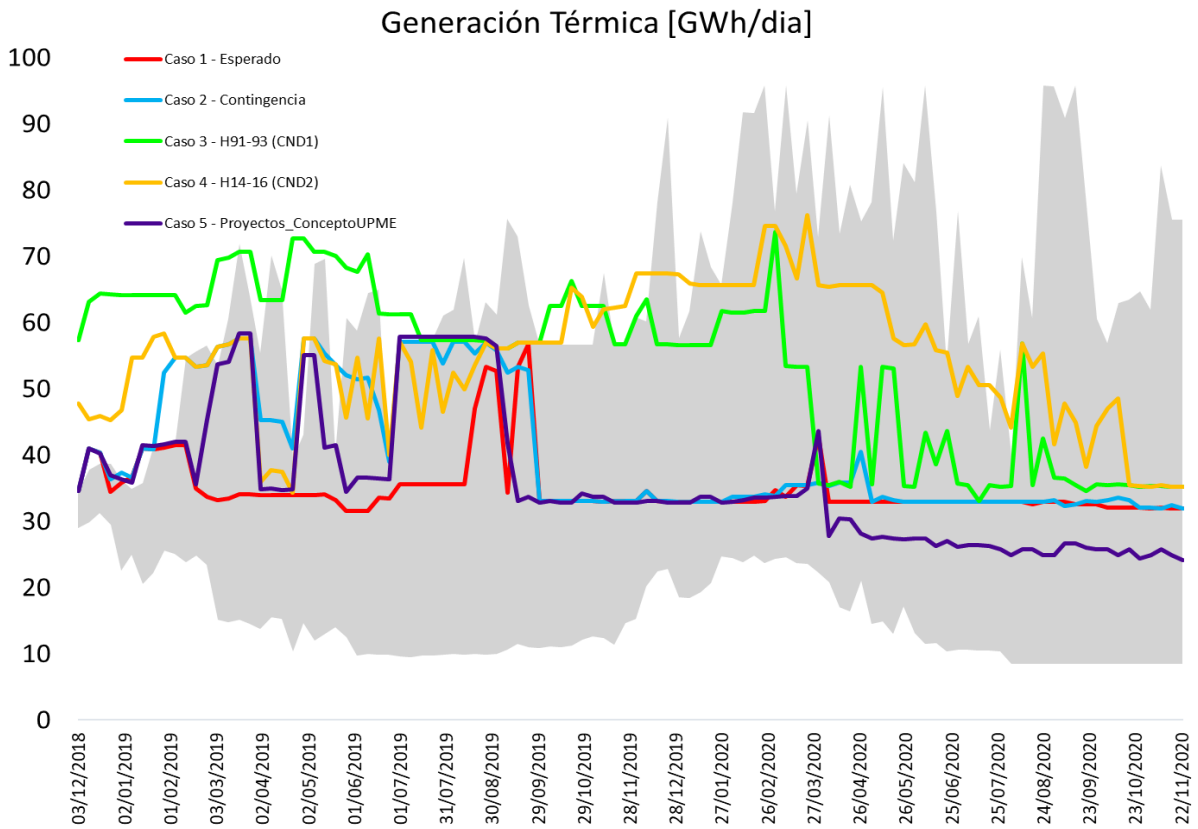


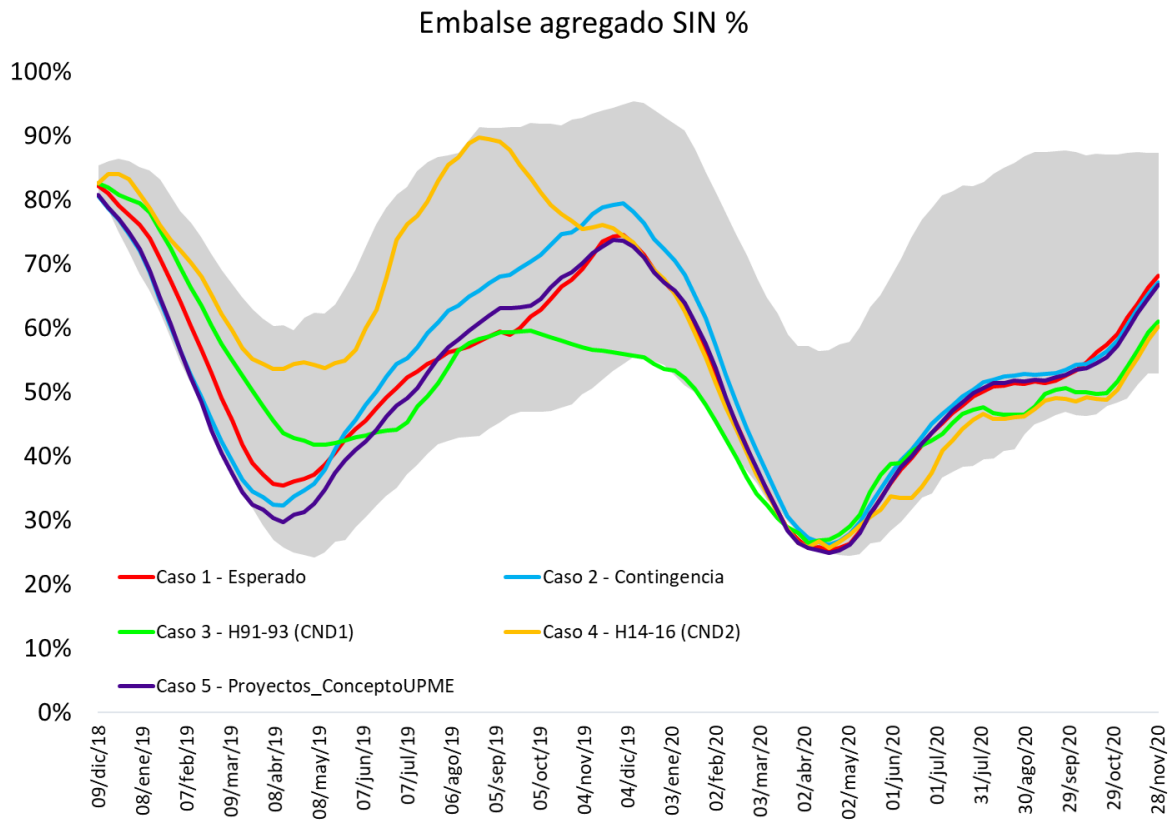
- Caso 3 (CND1) Fenómeno del Niño en dic-18 a mar-19
- Caso 4 (CND2) Fenómeno del Niño en dic-19 a mar-20

No se considera Ituango en el horizonte de estudio

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Panorama Energético Mediano Plazo





Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Conclusiones

En el mediano plazo (2 años), con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperadas y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.

Acorde con los niveles de probabilidad de ocurrencia de un fenómeno del niño durante los próximos meses, los escenarios hidrológicos propuestos representan un desarrollo del mismo durante la primera temporada seca (2018-19) ó la segunda (2019-20). Los escenarios muestran una aumento de la generación térmica con valores promedio que pueden situarse entre 40 y 55 GWh/día para los escenarios hidrológicos Esperado y Contingencia en la temporada seca 2018-2019.

Se recomienda maximizar la disponibilidad de los recursos de generación especialmente durante la temporada seca (2018-19). Igualmente debe maximizarse la disponibilidad de combustibles para generación.

Con la entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME en el horizonte de análisis del mediano plazo, se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa hacia marzo de 2020 y llega a valores semanales promedios superiores a 2 GWh/día.

Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN tanto de transmisión como de generación.

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

3. Matenimientos

- Generación
- Transmisión

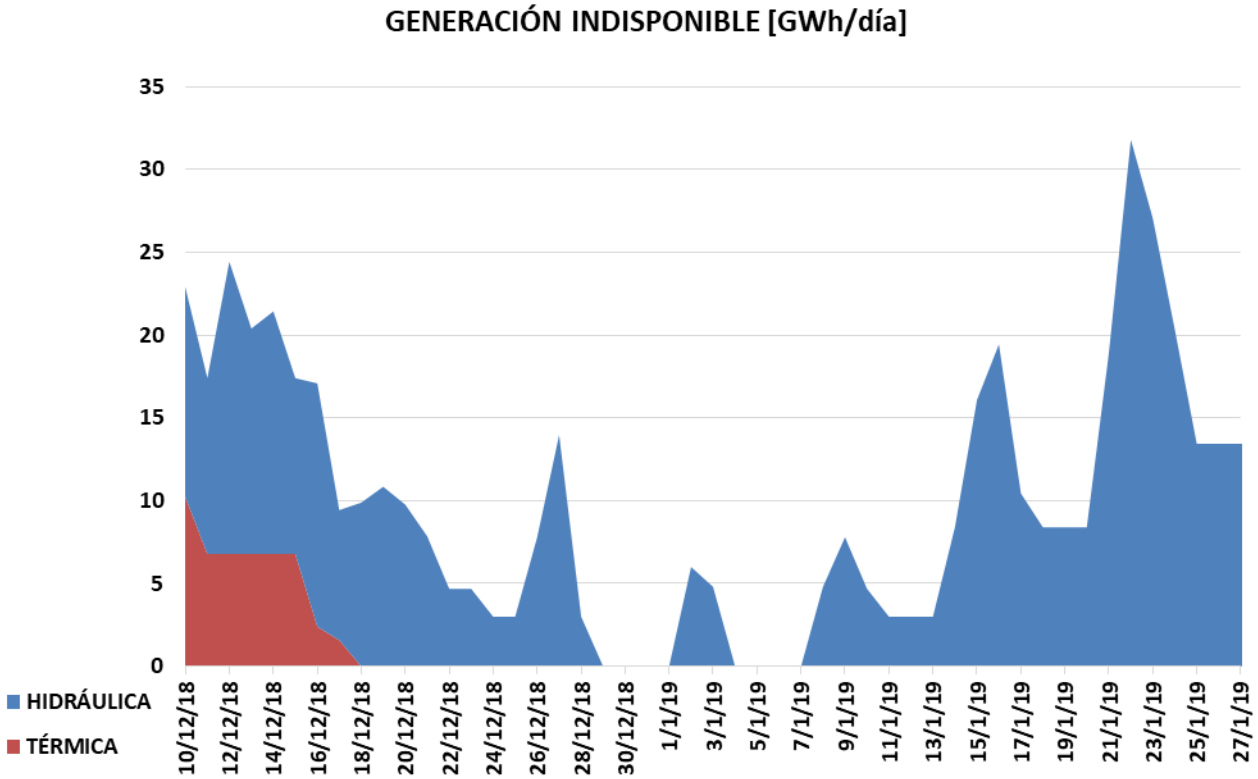
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Generación

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN TERMICA

Se presentan los mantenimientos en los recursos de generación del SIN que pueden tener afectación en el consumo de gas natural y que han sido solicitados por los agentes o se encuentran en estado aprobado o en ejecución en el Sistema Nacional de Consignaciones SNC.
Periodo: 10/12/2018 a 27/01/2019



UNIDAD	TIPO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	ESTADO ACTUAL	MW INDISPONIBLES
GUAJIRA 2	TÉRMICA	01/11/2018 0:00	10/12/2018 23:59	EnEjecucion	143
PAIPA 1	TÉRMICA	01/11/2018 0:00	15/12/2018 23:59	EnEjecucion	36
ZIPAEMG 2	TÉRMICA	19/11/2018 0:00	16/12/2018 23:59	EnEjecucion	34
TERMOCENTRO 1	TÉRMICA	19/11/2018 7:00	15/12/2018 17:00	EnEjecucion	97
TERMOCENTRO 3	TÉRMICA	22/11/2018 17:00	15/12/2018 17:00	EnEjecucion	50
CARTAGENA 3	TÉRMICA	08/12/2018 18:00	17/12/2018 23:59	EnEjecucion	66

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN PLANTAS DE GENERACIÓN HIDRÁULICA

UNIDAD	TIPO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	ESTADO ACTUAL	MW INDISPONIBLES
SAN FRANCISCO 3	HIDRÁULICA	03/09/2018 8:00	11/12/2018 17:00	EnEjecucion	45
GUATAPE 1	HIDRÁULICA	16/10/2018 7:00	16/12/2018 17:00	EnEjecucion	70
GUATAPE 2	HIDRÁULICA	16/10/2018 7:00	16/12/2018 17:00	EnEjecucion	70
CHIVOR 3	HIDRÁULICA	17/10/2018 8:00	28/12/2018 17:00	EnEjecucion	125
MIEL I 2	HIDRÁULICA	18/11/2018 7:00	21/12/2018 23:59	EnEjecucion	132
URRA 2	HIDRÁULICA	10/12/2018 7:10	10/12/2018 23:59	Aprobada	85
PLAYAS 1	HIDRÁULICA	10/12/2018 13:00	10/12/2018 17:00	Aprobada	69
CHIVOR 1	HIDRÁULICA	11/12/2018 13:00	13/12/2018 17:00	Aprobada	125
SAN FRANCISCO 3	HIDRÁULICA	11/12/2018 17:00	16/12/2018 22:00	Aprobada	45
URRA 1	HIDRÁULICA	12/12/2018 7:10	12/12/2018 23:59	Aprobada	83
URRA 2	HIDRÁULICA	12/12/2018 7:10	12/12/2018 21:00	Aprobada	85
URRA 1	HIDRÁULICA	14/12/2018 7:10	14/12/2018 21:00	Aprobada	83
URRA 3	HIDRÁULICA	14/12/2018 7:10	14/12/2018 23:59	Aprobada	85
URRA 3	HIDRÁULICA	16/12/2018 7:10	16/12/2018 21:00	Aprobada	85
URRA 4	HIDRÁULICA	16/12/2018 7:10	16/12/2018 23:59	Aprobada	85
GUATAPE 1	HIDRÁULICA	17/12/2018 0:00	23/12/2018 17:00	Solicitada	70
URRA 4	HIDRÁULICA	18/12/2018 7:10	18/12/2018 23:59	Solicitada	85
CHIVOR 7	HIDRÁULICA	19/12/2018 8:00	19/12/2018 17:00	Solicitada	125
GUADALUPE 35	HIDRÁULICA	20/12/2018 7:00	20/12/2018 16:00	Solicitada	45
GUADALUPE 43	HIDRÁULICA	20/12/2018 7:00	20/12/2018 16:00	Solicitada	35
PARAISO 2	HIDRÁULICA	26/12/2018 6:00	26/12/2018 17:00	Solicitada	92
LA GUACA 1	HIDRÁULICA	26/12/2018 7:00	27/12/2018 17:00	Solicitada	108
PARAISO 1	HIDRÁULICA	27/12/2018 6:00	27/12/2018 17:00	Solicitada	92
MIEL I 2	HIDRÁULICA	27/12/2018 7:00	27/12/2018 17:00	Solicitada	132
CHIVOR 1	HIDRÁULICA	27/12/2018 8:00	27/12/2018 17:00	Solicitada	125

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN PLANTAS DE GENERACIÓN HIDRÁULICA

UNIDAD	TIPO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	ESTADO ACTUAL	MW INDISPONIBLES
GUAVIO 1	HIDRÁULICA	02/01/2019 0:00	02/01/2019 17:00	Solicitada	250
LA GUACA 2	HIDRÁULICA	03/01/2019 7:00	03/01/2019 17:00	Solicitada	108
PARAISO 3	HIDRÁULICA	03/01/2019 7:00	03/01/2019 17:00	Solicitada	92
LA GUACA 3	HIDRÁULICA	08/01/2019 7:00	08/01/2019 17:00	Solicitada	108
PARAISO 2	HIDRÁULICA	08/01/2019 7:00	08/01/2019 17:00	Solicitada	92
LA GUACA 1	HIDRÁULICA	09/01/2019 7:00	09/01/2019 17:00	Solicitada	108
PARAISO 1	HIDRÁULICA	09/01/2019 7:00	09/01/2019 17:00	Solicitada	92
CHIVOR 2	HIDRÁULICA	09/01/2019 8:00	30/05/2019 17:00	Solicitada	125
GUATAPE 5	HIDRÁULICA	10/01/2019 7:00	10/01/2019 17:00	Solicitada	70
BETANIA 2	HIDRÁULICA	14/01/2019 0:00	02/05/2019 23:59	Solicitada	180
SAN FRANCISCO 2	HIDRÁULICA	14/01/2019 8:00	02/02/2019 17:00	Solicitada	45
GUAVIO 2	HIDRÁULICA	15/01/2019 0:00	15/01/2019 17:00	Solicitada	250
GUATAPE 6	HIDRÁULICA	15/01/2019 7:00	15/01/2019 17:00	Solicitada	70
GUAVIO 3	HIDRÁULICA	16/01/2019 0:00	16/01/2019 17:00	Solicitada	250
JAGUAS 1	HIDRÁULICA	16/01/2019 7:00	17/01/2019 17:00	Solicitada	85
CHIVOR 4	HIDRÁULICA	16/01/2019 8:00	16/01/2019 17:00	Solicitada	125
ESMERALDA 1	HIDRÁULICA	21/01/2019 5:00	23/01/2019 22:00	Solicitada	15
ESMERALDA 2	HIDRÁULICA	21/01/2019 5:00	23/01/2019 22:00	Solicitada	15
EL QUIMBO 1	HIDRÁULICA	21/01/2019 7:00	22/01/2019 17:00	Solicitada	198
URRA 2	HIDRÁULICA	21/01/2019 7:10	29/01/2019 17:00	Solicitada	85
CHIVOR 5	HIDRÁULICA	21/01/2019 8:00	15/02/2019 17:00	Solicitada	125
GUAVIO 4	HIDRÁULICA	22/01/2019 0:00	22/01/2019 17:00	Solicitada	250
MIEL I 1	HIDRÁULICA	22/01/2019 7:00	24/01/2019 17:00	Solicitada	132
SAN CARLOS 2	HIDRÁULICA	22/01/2019 7:00	24/01/2019 17:00	Solicitada	155
GUAVIO 5	HIDRÁULICA	23/01/2019 0:00	23/01/2019 17:00	Solicitada	250

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Transmisión

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Mantenimientos de Transmisión

dic-2018	Breve descripción del mantenimiento:	AP CHINU A SABANALARGA BAHIA REACTOR LINEA 01 84 MVAR 500 kV
	Fecha de iniciación:	11/12/2018
	Fecha de Terminación:	11/12/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de incremento de la generación del área Caribe
	Breve descripción del mantenimiento:	AP PORCE III - SAN CARLOS 1 500 kV
	Fecha de iniciación:	13/12/2018
	Fecha de Terminación:	15/12/2018 (AP Diaría)
	Restricción estimada:	Probabilidad de incremento de la generación del área Caribe
	Breve descripción del mantenimiento:	AP BL1 OASIS A SILENCIO 110 kV
	Fecha de iniciación:	14/12/2018
	Fecha de Terminación:	14/12/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de limitación de generación en Flores 1 o Flores IV y requerimiento de generación en Tebsa 110 kV
	Breve descripción del mantenimiento:	BT TERMOFLORES II 2 150 MVA 110 KV
	Fecha de iniciación:	15/12/2018
	Fecha de Terminación:	16/12/2018 (AP Diaría)
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Flores 1, Florers IV y de generación en Tebsa 110 kV
	Breve descripción del mantenimiento:	AP BL1 FUNDACION A SABANALARGA 220 kV
	Fecha de iniciación:	16/12/2018
	Fecha de Terminación:	16/12/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira.
	Breve descripción del mantenimiento:	AP FUNDACION – RIO CORDOBA 1 220 kV
	Fecha de iniciación:	17/12/2018
	Fecha de Terminación:	17/12/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira.

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Mantenimientos de Transmisión

	Breve descripción del mantenimiento:		AP EL COPEY - OCANA 1 500 kV
★	**Fecha de iniciación:**	19/12/2018	
	Fecha de Terminación:		19/12/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de incremento de la generaciòn del àrea Caribe por disminucion del limite de importaciòn del àrea y requerimiento de generación en Guajira.	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP BAHIA COMPENSACION FUNDACION 79 MVAR 220 kV
	Fecha de iniciación:	19/12/2018	
	Fecha de Terminación:		19/12/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira.	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP OCAÑA - SOGAMOSO 1 500 KV
★	**Fecha de iniciación:**	20/12/2018	
	Fecha de Terminación:		20/12/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de incremento de la generaciòn del àrea Caribe por disminucion del limite de importaciòn del àrea y requerimiento de generación en Guajira.	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP FUNDACION - SABANALARGA 1 220 kV
	Fecha de iniciación:	20/12/2018	
	Fecha de Terminación:		20/12/2018
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira.	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP OCAÑA 1 360 MVA 500/220/34.5 KV
★	**Fecha de iniciación:**	21/12/2018	
	Fecha de Terminación:		22/12/2018 (AP Diaría)
	Restricción estimada:	Probabilidad de incremento de la generaciòn del àrea Caribe por disminucion del limite de importaciòn del àrea y requerimiento de generación en Guajira.	

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Mantenimientos de Transmisión

ene-2019	Breve descripción del mantenimiento:		AP BARRA TEBSA 1 110 kV
	Fecha de iniciación:	11/01/2019	
	Fecha de Terminación:		11/01/2019
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Flores 1, Florers IV y de generación en Tebsa 110 kV	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP BARRA TEBSA 2 110 kV
	Fecha de iniciación:	12/01/2019	
	Fecha de Terminación:		12/01/2019
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Flores 1, Florers IV y de generación en Tebsa 110 kV	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP SABANALARGA 3 450 MVA 500/220 KV
★	Fecha de iniciación:	18/01/2019	
	Fecha de Terminación:		18/01/2019
	Restricción estimada:	Probabilidad de incremento de la generaciòn del àrea Caribe	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP FUNDACION - EL COPEY 1 220 kV
	Fecha de iniciación:	19/01/2019	
	Fecha de Terminación:		19/01/2019
	Restricción estimada:	Probabilidad de requerimiento de generación en Guajira.	
	Breve descripción del mantenimiento:		AP CENTRO (BARRANQUILLA) - SILENCIO 1 110 kV
	Fecha de iniciación:	20/01/2019	
	Fecha de Terminación:		20/01/2019
	Restricción estimada:	Probabilidad de limitación de generación en Flores 1 o Flores IV y requerimiento de generación en Tebsa 110 kV	

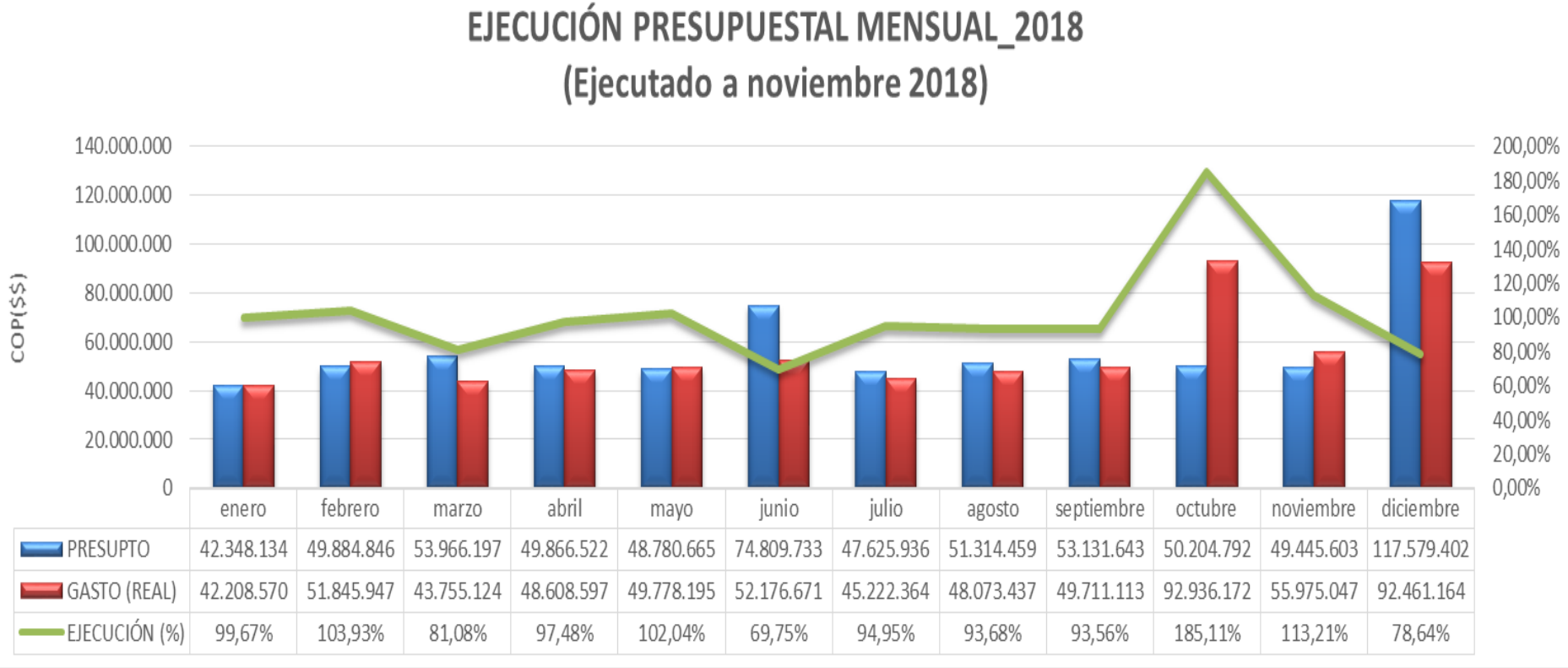
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

xmsaesp XM_SA_ESP XM Filial de ISA XM SA ESP

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

3. INFORME SECRETARIO TÉCNICO

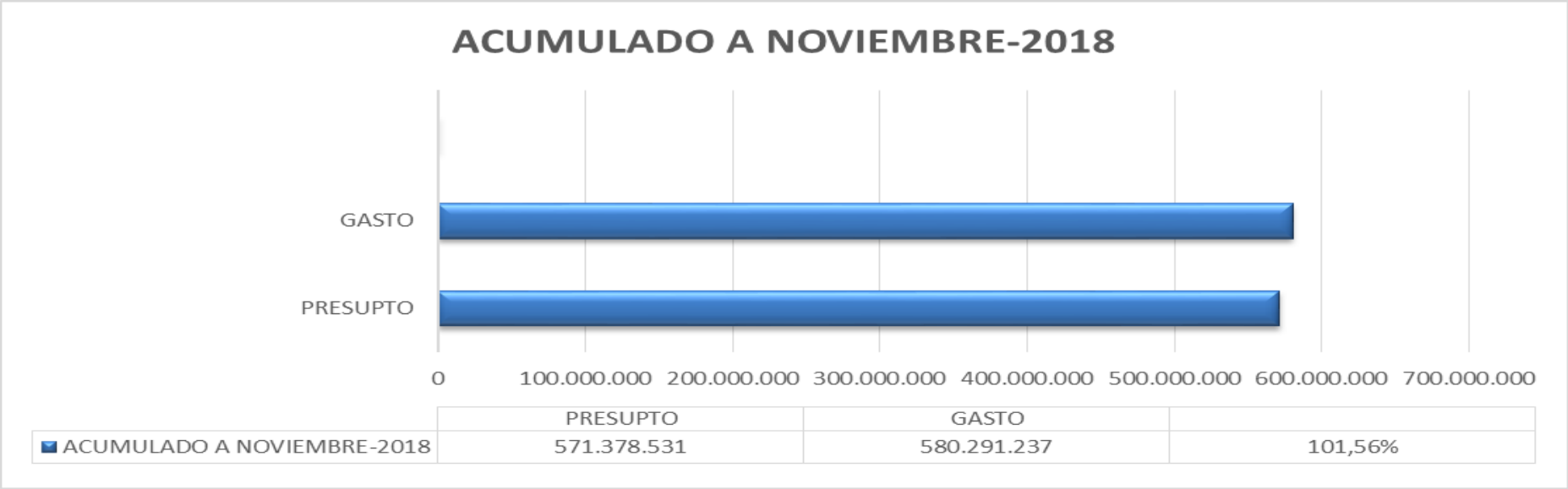
3.1. Seguimiento a la ejecución presupuestal 2018.



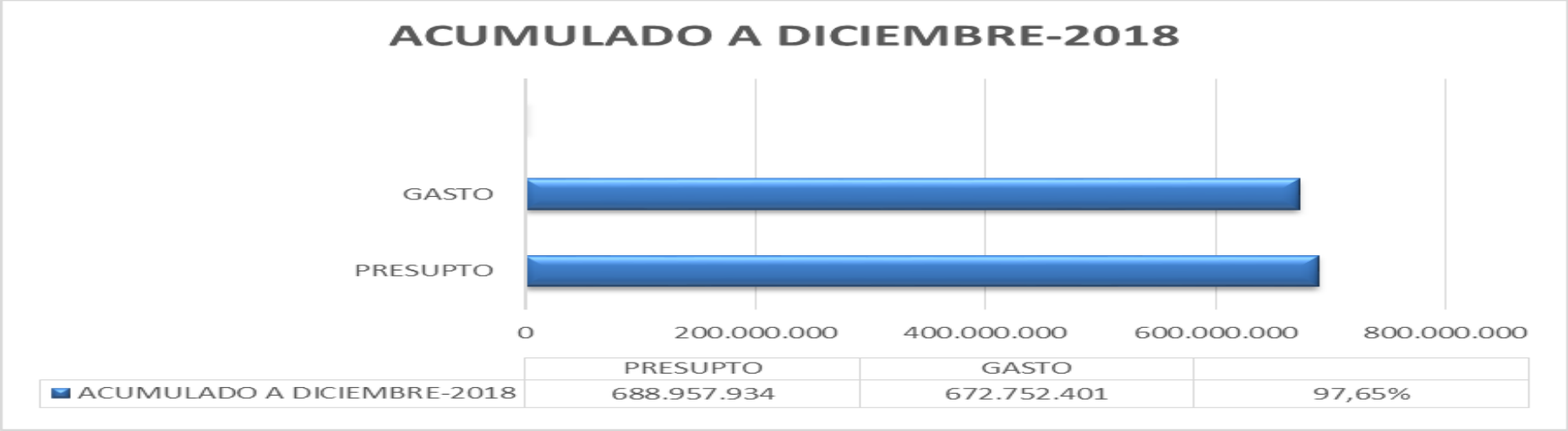
	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
PRESUPTO	42.348.134	49.884.846	53.966.197	49.866.522	48.780.665	74.809.733	47.625.936	51.314.459	53.131.643	50.204.792	49.445.603	117.579.402
GASTO (REAL)	42.208.570	51.845.947	43.755.124	48.608.597	49.778.195	52.176.671	45.222.364	48.073.437	49.711.113	92.936.172	55.975.047	92.461.164
EJECUCIÓN (%)	99,67%	103,93%	81,08%	97,48%	102,04%	69,75%	94,95%	93,68%	93,56%	185,11%	113,21%	78,64%

Comentarios a la ejecución presupuestal.

- ❑ Mayor ejecución presupuestal mes de octubre. Obedece a mayores gastos principalmente a (i) Estudios-honorarios y gastos (contrato CDT de Gas) e (ii) IVA.
- ❑ Mayor ejecución presupuestal mes de noviembre. Obedece a mayores gastos principalmente, entre otros, a (i) Gastos de reuniones (pago anticipado Marriot reunión dic-18) e (ii) IVA.
- ❑ Menor ejecución presupuestal mes de diciembre. Obedece a menores gastos principalmente a (i) Gastos de reuniones (pago anticipado Marriot), (ii) Estudios-honorarios y gastos (No causación del gasto previsto), (iii) IVA e (iv) Imprevistos .



	PRESUPTO	GASTO	
ACUMULADO A NOVIEMBRE-2018	571.378.531	580.291.237	101,56%



	PRESUPTO	GASTO	
ACUMULADO A DICIEMBRE-2018	688.957.934	672.752.401	97,65%

- Se espera culminar el año 2018 con una menor ejecución del orden del 97,65%. En la primera sesión plenaria del CNOGas del 2019 se informará el resultado de la ejecución presupuestal del CNOGas para el año 2018.

EJECUCION PRESUPUESTAL A - NOVIEMBRE 2018

	DESCRIPCION	PRESUPUESTO MES 2018	PRESUPUESTO ANUAL 2018		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
A.	**GASTOS GENERALES**															
A.1	Alquiler y admón oficina	4.075.095	48.901.141	PRESUPUESTO		3.944.854	3.944.854	3.944.854	3.944.854	3.944.854	4.168.124	4.168.124	4.168.124	4.168.124	4.168.124	8.336.251
				GASTO		4.016.812	3.980.833	3.980.833	3.980.833	3.980.833	4.206.148	4.206.148	4.206.148	4.206.148	4.206.148	
A.2	Servicios públicos (agua,Luz.)	124.908	1.498.896	PRESUPUESTO	196.908	88.908	196.908	88.908	88.908	196.908	88.908	88.908	196.908	88.908	88.908	88.908
				GASTO	255.090	162.680	77.710	160.423	68.780	162.070	81.340	168.930	83.830	163.170	73.390	
A.3	Internet,Teléfono, TV	267.564	3.210.773	PRESUPUESTO	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.564	267.569
				GASTO	266.597	267.447	130.997	405.559	268.278	268.278	268.278	268.278	268.278	268.278	268.278	
A,4	Aseo , Cafeteria,Aseo Oficina	98.871	1.186.449	PRESUPUESTO	66.264	124.193	66.264	124.193	66.264	124.193	66.264	124.193	66.264	124.193	66.264	167.900
				GASTO	46.000	165.900	0	198.890	70.150	159.120	46.000	147.240	0	224.520	46.000	
A.5	Celular y llamadas larga distancia	138.143	1.657.719	PRESUPUESTO	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.143	138.146
				GASTO	138.143	138.992	0	277.984	138.992	138.992	138.992	138.992	138.992	138.992	138.992	
A.6	Gastos de viaje	691.736	8.300.834	PRESUPUESTO			1.819.667			1.819.667		1.819.667	1.022.166		1.819.667	
				GASTO			0			0		0	0		**1.506.816**	
A.7	Papelería y fotocopias	45.490	272.943	PRESUPUESTO		45.491		45.490		45.491		45.490		45.491		45.490
				GASTO	750	53.750		41.350		24.750	2.000	24.950		28.650		
A.8	Gastos reuniones	3.336.907	40.042.883	PRESUPUESTO	1.761.313	4.825.000	3.061.313	4.025.000	2.561.313	3.525.000	2.061.313	3.525.000	2.061.313	3.525.000	2.061.313	7.050.005
				GASTO	1.688.095	6.280.954	0	2.610.275	3.897.365	2.865.220	62.400	2.275.136	2.085.420	2.388.420	8.324.296	
A.9	Mensajería y correo	83.159	997.911	PRESUPUESTO	140.000	71.000	71.000	75.000	140.000	71.000	71.000	75.000	71.000	71.000	71.000	70.911
				GASTO	103.000	103.000	32.800	0	219.800	111.900	65.600	27.900	163.050	180.150	211.550	
A.10	Comisión fiduciaria	1.757.793	21.093.514	PRESUPUESTO	1.171.863	1.171.863	1.171.863	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.085
				GASTO	1.171.863	1.171.863	1.171.863	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	1.953.105	
A.11	Transporte (taxis, buses)	20.399	244.787	PRESUPUESTO	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.399	20.398
				GASTO	17.600	26.800	13.200	13.400	0	4.400	4.400	13.200	4.400	8.800	4.400	
A.12	Elementos de oficina	806.333	3.225.333	PRESUPUESTO			806.333			806.333			806.333			806.333
				GASTO			0			0		0	1.680.400			
A.13	Contribución Económica 4 x 1000	191.697	2.300.365	PRESUPUESTO	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697	191.697
				GASTO	168.162	206.558	174.323	193.660	213.244	207.875	180.169	191.528	198.052	370.264	223.008	
A.14	Mantenimiento página "Web" y Equipos de Oficina	382.642	4.591.702	PRESUPUESTO	282.642	282.642	282.642	282.642	882.641	282.642	282.642	282.642	282.642	882.641	282.642	282.642
				GASTO	271.536	271.536	389.742	282.642	282.642	271.536	271.536	271.536	271.536	**271.536**	271.536	
A.15	Costos funcionamiento (50%) Comité Coord. Gas Electricidad	145.726	1.748.712	PRESUPUESTO	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726	145.726
				GASTO	140.000	179.859	218.461	173.300	173.300	173.300	173.300	173.300	173.300	173.300	173.300	
	Subtotal gastos generales	12.166.464	**139.273.960**	PRESUPUESTO MES	**4.382.519**	**11.317.480**	**12.184.373**	**11.302.721**	**10.400.614**	**13.532.722**	**9.454.885**	**12.845.658**	**11.391.384**	**11.621.991**	**11.274.552**	**19.565.061**
				GASTO MES	**4.266.836**	**13.046.151**	**6.189.929**	**10.291.421**	**11.266.489**	**10.321.379**	**7.453.268**	**9.860.243**	**11.226.511**	**10.375.333**	**17.400.819**	**0**
B.1	Secretario Técnico	28.564.215	371.334.800	PRESUPUESTO	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	57.128.435
				GASTO	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	28.564.215	
B.2	Honorarios Abogados Externos	3.167.228	6.334.456	PRESUPUESTO						3.167.228						3.167.228
				GASTO						2.966.400						
B.3	Auxiliar Administrativo	2.067.852	26.882.077	PRESUPUESTO	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	4.135.705
				GASTO	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	2.067.852	
B.4	Pagina "Herramienta Mtto"	1.013.166	12.157.995	PRESUPUESTO	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.169
				GASTO	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	1.013.166	
B.5	Estudios-Honorarios-Gastos	13.000.000	26.000.000	PRESUPUESTO						13.000.000						13.000.000
				GASTO						0				37.148.000		
	Subtotal honorarios	**47.812.462**	**442.709.329**	PRESUPUESTO MES	**31.645.233**	**31.645.233**	**31.645.233**	**31.645.233**	**31.645.233**	**47.812.461**	**31.645.233**	**31.645.233**	**31.645.233**	**31.645.233**	**31.645.233**	**78.444.537**
				GASTO MES	**31.645.233**	**31.645.233**	**31.645.233**	**31.645.233**	**31.645.233**	**34.611.633**	**31.645.233**	**31.645.233**	**31.645.233**	**68.793.233**	**31.645.233**	**0**
C.	**IVA - OTROS GASTOS**															
C.1.	IVA, 19% DE D.1	7.775.886	93.310.628	PRESUPUESTO	6.320.382	6.922.133	6.720.586	6.918.568	6.734.818	10.048.545	6.525.818	6.823.568	6.679.022	6.937.568	6.525.818	16.153.800
				GASTO	6.296.501	7.154.564	5.919.962	6.671.943	6.866.473	7.243.659	6.123.863	6.567.961	6.839.369	13.647.606	6.818.995	
C.2.	ADQUISICION MUEBLES Y EQUIPOS			PRESUPUESTO												
				GASTO												
C.3.	IMPREVISTOS (BALANCE)	3.416.005	13.664.018	PRESUPUESTO			3.416.005			3.416.005			3.416.004			3.416.004
				GASTO			0			0			0	120.000	110.000	
	Subtotal IVA y otros	**11.191.890**	**106.974.646**	PRESUPUESTO MES	**6.320.382**	**6.922.133**	**10.136.591**	**6.918.568**	**6.734.818**	**13.464.550**	**6.525.818**	**6.823.568**	**10.095.026**	**6.937.568**	**6.525.818**	**19.569.804**
				GASTO MES	**6.296.501**	**7.154.564**	**5.919.962**	**6.671.943**	**6.866.473**	**7.243.659**	**6.123.863**	**6.567.961**	**6.839.369**	**13.767.606**	**6.928.995**	**0**
	TOTAL	**71.170.816**	**688.957.935**	PRESUPUESTO MES	**42.348.134**	**49.884.846**	**53.966.197**	**49.866.522**	**48.780.665**	**74.809.733**	**47.625.936**	**51.314.459**	**53.131.643**	**50.204.792**	**49.445.603**	**117.579.402**
			$ 580.291.237	GASTO MES	**42.208.570**	**51.845.947**	**43.755.124**	**48.608.597**	**49.778.195**	**52.176.671**	**45.222.364**	**48.073.437**	**49.711.113**	**92.936.172**	**55.975.047**	**0**
		$ 45.930.529		Presupuesto Cuatrimestral	196.065.699				222.530.794				270.361.441			
				Gasto Cuatrimestral	186.418.238				195.250.667				198.622.332			
					9.647.461				27.280.127							

3.2. Estado temas pendientes remitidos por CNOGas a CREG.

Consideraciones generales. A continuación se presenta el estado de los temas que el CNOGas ha remitido a la CREG en años anteriores para su revisión y expedición del respectivo acto administrativo, con corte al 30 de noviembre de 2018. Igualmente notas según manifestación de la CREG en las reuniones conjuntas CREG-CNOGas del pasado 25 de octubre y 08 de noviembre de 2018.

1. ATENDIDOS POR LA CREG_Proyectos de Resolución.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@30-noviembre-2018
1	Protocolo Operativo según Decreto 2345 de 2015. Asignación de gas demanda esencial.	Proyecto de Resolución CREG043-2017. Plazo para comentarios vencido.	Pendiente acciones Ministerio de Minas y Energía y CREG.
2	Protocolo operativo de medición, modificación parcial del RUT. NTC 6167	Proyecto de Resolución CREG-123-2017. Plazo para comentarios vencido. Se remitió carta CNOGas-036-2018 en respuesta a consulta de la CREG en comunicado S-2017-005991.	Documentación lista para presentar a Comité. Pendiente resolución definitiva.
3	Estudio temas de la Resolución CREG-169-2011. Conexiones a SNT´s.	La CREG publicó el proyecto de Resolución CREG129-2018, para comentarios hasta el 20 de diciembre de 2018.	La CREG espera comentarios de los agentes para análisis y emisión de la resolución definitiva.

2. ATENDIDO POR LA CREG _En espera análisis CNOGas.

	DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS GENERALES	ESTADO@30-noviembre-2018
1	Protocolo coordinación gas-electricidad. Optimización despacho y redespachos plantas termoeléctricas a gas según condiciones sistema de gas natural.	El CNOGas y el CNOE remitieron a la CREG la comunicación de 19 de octubre de 2015 con los lineamientos analizados de manera conjunta.	Se incluirá en los temas a desarrollar por el CNOGas en 2019.

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 129 **DE 2018**

(26 OCT. 2018)

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las leyes 142 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1523 y 2253 de 1994, 1260 de 2013, 270 de 2017 y

C O N S I D E R A N D O Q U E:

Conforme a los dispuesto en el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, el artículo 5 del Decreto 270 de 2017 y la Resolución CREG 039 de 2017, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resolución que pretenda adoptar.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 884 del 26 de octubre de 2018 acordó expedir esta resolución.

R E S U E L V E:

Artículo 1. Hágase público el proyecto de resolución "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT.".

Artículo 2. Se invita a los agentes, a los usuarios, a las Autoridades Locales Municipales y Departamentales competentes y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro de los treinta (30) días corrientes

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

siguientes a la publicación de la presente resolución en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Artículo 3. Las observaciones y sugerencias sobre el proyecto deberán dirigirse en formato Excel "comentarios_CSNT.xlsm" al Director Ejecutivo de la Comisión, a la siguiente dirección: avenida calle 116 No. 7-15, Edificio Torre Cusezar, Interior 2, oficina 901 o al correo electrónico creg@creg.gov.co con asunto: "comentarios CSNT Res. CREG 129 - 2018".

Artículo 4. La presente resolución no deroga ni modifica disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. a

DIEGO MESA PUYO
Viceministro de Energía
Delegado de la Ministra de Minas y Energía
Presidente

CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

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, y en desarrollo de los Decretos 2253 de 1994 y 1260 de 2013, y

C O N S I D E R A N D O Q U E:

Conforme al artículo 365 de la Constitución Nacional, los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional, teniendo en cuenta el régimen jurídico que fije la ley.

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.

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 ambientales, sanitarias y municipales a las que se alude en los artículos 25 y 26 de la misma Ley y las comisiones de regulación pueden exigir que haya posibilidad de interconexión y de homologación técnica de las redes, cuando sea indispensable para proteger a los usuarios, para garantizar la calidad del servicio o para promover la competencia.

El numeral 39.4 del artículo 39 de la Ley 142 de 1994 establece que para los efectos de la gestión de los servicios públicos se autoriza la celebración de los contratos en virtud de los cuales dos o más entidades prestadoras de servicios públicos o éstas con grandes proveedores o usuarios, regulan el acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos, mediante el pago de remuneración o peaje razonable y que este contrato puede celebrarse también entre una empresa de servicios públicos y cualquiera de sus grandes proveedores o usuarios.

Según lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, corresponde a las Comisiones de Regulación 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.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

Según lo dispuesto por el numeral 73.8 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994, corresponde a las comisiones de regulación resolver, a petición de cualquiera de las partes, los conflictos que surjan entre empresas, por razón de los contratos o servidumbres que existan entre ellas y que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas.

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.

De acuerdo con el numeral 88.1 del artículo 88 de la Ley 142 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas puede establecer topes máximos y mínimos de tarifas de obligatorio cumplimiento para las empresas.

Mediante la Ley 401 de 1997 se creó el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO-Gas, como un cuerpo asesor, cuyas funciones de asesoría se definen en el numeral 1.4 del Reglamento Único de Transporte, en adelante RUT.

La Resolución CREG 071 de 1999 estableció el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT) y reglamentó el acceso al Sistema Nacional de Transporte y sus servicios, así como la responsabilidad y propiedad de la conexión y de los puntos de entrada y salida.

El numeral 2.1 del RUT, Resolución CREG 071 de 1999, desarrolla el acceso al Sistema Nacional de Transporte y sus servicios.

El numeral 5.3.2 del RUT establece que: "*Los Agentes podrán adquirir los Sistemas de Medición al Transportador o a terceros; en todos los casos los equipos cumplirán con lo previsto en las Normas Técnicas Colombianas o las homologadas por la autoridad competente*".

La Resolución CREG 041 de 2008, "*Por la cual se modifica y complementa el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT* ", modificó algunas definiciones contenidas en la Resolución CREG 071 de 1999 e introdujo unas nuevas que se relacionan con el acceso a los sistemas de transporte.

La mencionada resolución define la Conexión como el "*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*".

Así mismo, define como Punto de Entrada el "*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*" y define como Punto de Salida el "*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*".

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

En el numeral 1.3 del RUT se establece que "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".

La Comisión de Regulación de Energía y Gas contrató en el año 2004 con la firma ITANSUCA Proyectos de Ingeniería Ltda., una asesoría para determinar costos eficientes de suministro, construcción y puesta en marcha de puntos de entrada y puntos de salida a gasoductos de sistemas de transporte y sistemas de distribución.

La Comisión mediante concurso 010 de 2017, cuyo objeto fue la prestación de servicios para la actualización de las unidades constructivas de conexión en los puntos de entrada y salida del sistema de transporte de gas natural en Colombia, así como sus costos y sus fórmulas de actualización, convocó a firmas de consultoría para adelantar un análisis independiente de las unidades constructivas.

El concurso 010 de 2017 se adjudicó a la firma Divisa Ingenieros asociados – Divisa acorde al radicado I-2017-002580, el cual dio origen al contrato 2017-056.

En el desarrollo del estudio por parte de Divisa, se adelantaron múltiples reuniones con el CNO-Gas entre las cuales se destacan, el 27 de junio de 2017, el 10 de julio de 2017, a partir de las reuniones y de los comentarios del CNO-gas, la Comisión solicitó información complementaria mediante un formato que recopilaba información sobre incidentes en comunicación S-2017-003360, respecto a la cual se recibió información en los radicados E-2017-007380, E-2017-007381 y E-2017-007460.

En el estudio desarrollado por Divisa se incluyeron dentro de los resultados una nueva valoración de los costos máximos de las unidades constructivas para los puntos de entrada y de salida al SNT considerando entre otros aspectos temas innovación tecnológica y flexibilidad en la instalación de nuevos puntos lo que dio lugar a las unidades constructivas incluidas en la presente resolución.

La Comisión Mediante circular No. 039 del 10 de agosto de 2017 convocó a los agentes a la presentación del estudio Actualización de las unidades constructivas de conexión en los puntos de entrada y salida del sistema de transporte de gas natural en Colombia, así como, sus costos y fórmulas de actualización de los mismos cuyo temario fue: 1) Presentación por parte de Divisa de los resultados del estudio. 2) Preguntas por parte de los agentes.

A partir de la presentación los agentes emitieron comentarios mediante radicados: E-2017-007958, E-2017-007958, E-2017-007967, E-2017-007968, E-2017-007968, 2017.09.14_ E-2017-008494 revisados por Divisa en el marco del desarrollo del contrato 2017-056 y los cuales fueron integrados al informe final.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

R E S U E L V E:

Artículo 1. Costos máximos de construcción, operación y mantenimiento de puntos de entrada y salida. Se ajusta el numeral 3.6 al Capítulo 3 del Anexo General de la Resolución CREG 071 de 1999 (RUT), así:

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 las disposiciones contenidas en el Anexo 1 de la presente resolución y los costos máximos están calculados a precios de diciembre de 2016.

Para efectos de su aplicación en el momento requerido, deberán actualizarse con los índices de precios al productor de producto importado IPP para la componente en dólares y el IPC para la componente en pesos, publicados por el DANE, utilizando 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 las disposiciones definidas 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 correspondiente al accesorio de derivación y a la caja de inspección 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 quince (15) 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, con excepción de los costos de la reposición de aquellos elementos que, por su obsolescencia tecnológica, debidamente soportada con información del fabricante, deban ser sustituidos en un período inferior al antes indicado, los cuales serán asumidos por 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.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

Los valores máximos incluidos en la presente disposición, se aplicarán una vez se promulgue la resolución definitiva y en ningún caso se considerarán retroactivos, los agentes transportadores no podrán cobrar cargos adicionales para las instalaciones existentes para las cuales no habrá lugar a ajuste en los valores en virtud de las modificaciones de las unidades constructivas del Anexo 1.

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

Artículo 2. Derogatorias. La presente resolución deroga el artículo 4 de la Resolución CREG 169 de 2011, así como aquellas disposiciones que le sean contrarias.

Artículo 3. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial.*

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firma del Proyecto,

DIEGO MESA PUYO
Viceministro de Energía
Delegado de la Ministra de Minas y Energía
Presidente

CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

ANEXO 1. COSTOS MÁXIMOS DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA

1. Caracterización de unidades constructivas

En el presente aparte se incluye la descripción de las unidades constructivas sobre las cuales se definen los costos máximos.

1.1. Método constructivo

Se consideran los siguientes métodos constructivos:

a) Hot tap cuando la derivación se realiza en gasoductos en servicio.
b) Cold tap cuando la derivación se realizar en gasoductos fuera de servicio.

1.2. Tipos de unidades constructivas

Las unidades constructivas definidas para los puntos de entrada y de salida al SNT se catalogan como:

1.2.1. UCADE Unidad Constructiva para Accesorio de Derivación.

Esta unidad constructiva incluye los siguientes tipos:

a) Para Hot Tap:

i. **Weldolet (UCADE1):** Compuesto por un Weldolet, un niple y una brida Lock-O'Ring, para conexiones en acero en puntos de entrada y de salida. Weldolet. Se utiliza cuando el diámetro de la derivación es menor que el 30% del diámetro de la línea troncal.

ii. **Split Tee (UCADE2):** Corresponde a una Tee partida con una brida Lock-O'Ring, para conexiones en acero en puntos de entrada y de salida. Split tee. Se utiliza cuando el diámetro de la derivación es mayor o igual al 30% del diámetro de la línea troncal. Se instala una rejilla cuando la línea troncal está diseñada para el paso de raspadores.

iii. **Silleta PE (UCADE3):** Corresponde a una silleta auto-perforante, para conexión en redes de polietileno solo en puntos de salida.

iv. **Tee de tres vias (3-Way Tee) (UCADE4):** Corresponde a una Tee partida con otra Tee de salida a 90° y una brida Lock-O'Ring, para conexiones en acero solo en puntos de salida.

v. **Tee esférica de tres vías (Spherical 3-Way Tee) (UCADE5):** Corresponde a una Tee esférica partida con otra salida en el eje central y una brida Lock-O'Ring, para conexiones en acero solo en puntos de salida.

b) Para Cold Tap:

i. **Tee estándar (UCADE6):** Corresponde a una Tee estándar que se instala para efectos de una conexión con procedimiento de soldadura en tubería fuera de servicio, con brida Lock-O'Ring, para conexiones en acero en puntos de entrada y de salida.

1.2.2. UCVAL: Unidad Constructiva para Válvula de Corte.

Esta unidad constructiva incluye los siguientes tipos:

a) **Válvula de sacrificio (UCVAL1) para puntos de salida:** Corresponde a una válvula que se instala para fines de efectuar un *Hot Tap* en acero y que, por razones técnicas, debe quedar enterrada por fuera de la caja de inspección en posición abierta con la debida protección anticorrosiva y solo puede ser accedida para fines de operación y/o mantenimiento mediante la realización de una nueva excavación o apique.

b) **Válvula de corte con actuador (UCVAL2) para puntos de salida:** Corresponde a una válvula de corte de cierre rápido que se instala en la conexión de puntos de salida en acero como válvula principal, con actuador de cierre automático por caída súbita de presión, acompañada de un *by-pass* con una válvula de globo o tapón (de apertura lenta), de accionamiento manual, para fines de equilibrio de presiones al momento de realizar la puesta en marcha (comisionamiento) o restablecimiento del servicio.

c) **Válvula de corte con actuador y válvula cheque (UCVAL3) para puntos de entrada:** Corresponde a una válvula de corte con actuador y bypass que se instala en conjunto con una válvula cheque que evita el retorno de producto en contraflujo desde el sistema de transporte.

d) **Válvula PE (UCVAL1.1):** Corresponde a la válvula de PE (Polietileno) de cierre rápido, que se instala en la conexión de puntos de salida en redes de polietileno

Respecto a las válvulas de corte con actuador, el actuador podrá ser omitido en caso de que mediante un estudio Hazop[1] se determine que es factible operar el sistema de manera segura sin dichos equipos en todo caso:

a) Se deberá conservar el estudio y los soportes respectivos,

b) El estudio Hazop debe ser desarrollado por personal idóneo, en caso de dudas sobre el nivel mínimo del personal para realizar dicho análisis tanto el remitente como el transportador podrán consultar formalmente al CNO gas.

[1] Hazard and operability study: Análisis Funcional de Operatividad, acorde a IEC 61882: Un estudio Hazop es un proceso detallado llevado a cabo por un equipo dedicado a identificar problemas de riesgo y operatividad. Los estudios Hazop tratan sobre la identificación de posibles desviaciones de la intención de diseño, el examen de sus posibles causas y la evaluación de sus consecuencias.

1.2.3. UCCIN: Unidad Constructiva para Caja de Inspección.

Son cajas de concreto enterradas, con elementos adecuados de acceso y/o evacuación, y que adicionalmente alberguen los equipos de monitoreo y control donde se requieran.

a) Caja de inspección para tuberías en acero (UCCIN1) en puntos de entrada y dc salida.

b) Caja pequeña para acceso a la poli-válvula desde el exterior mediante varilla de extensión (UCCIN2) en redes de polietileno solo en puntos de salida.

1.2.4. Estructura unidades constructivas en los puntos de entrada y de salida

El costo eficiente de construcción, operación y mantenimiento de los puntos de entrada/salida en tuberías de acero está definido en función de la siguiente estructura de unidades constructivas:

Tabla 1 Tipos de unidades constructivas

Método Constructivo	Derivación: UCADE	Válvula: UCVAL	Caja de Inspección: UCCIN
	A	B	C
Puntos de Entrada en Acero (ANSI 600)			
Hot Tap	UCADE1 (Weldolet)	UCVAL3	UCCIN1
	UCADE2 (Split Tee)	UCVAL3	UCCIN1
Cold Tap	UCADE6 (Tee)	UCVAL3	UCCIN1
Puntos de Salida en Acero (ANSI 300 o ANSI 600)			
Hot Tap	UCADE1 (Weldolet)	UCVAL1 (Valv. Sin Actuador)	UCCIN1
		UCVAL1 (Valv. Sacrificio) + UCVAL2 (Valv. Con Actuador)	UCCIN1
	UCADE2 (Split Tee)	UCVAL1 (Valv. Sin Actuador)	UCCIN1
		UCVAL1 (Valv. Sacrificio) + UCVAL2 (Valv. Con Actuador)	UCCIN1

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

Tabla 1 Tipos de unidades constructivas			
Método Constructivo	Derivación: UCADE	Válvula: UCVAL	Caja de Inspección: UCCIN
	A	**B**	**C**
	UCADE4 (3WT)	UCVAL1 (Valv. Sin Actuador)	UCCIN1
		UCVAL1 (Valv. Sacrificio) + UCVAL2 (Valv. Con Actuador)	UCCIN1
	UCADE5 (Spherical 3WT)	UCVAL1 (Valv. Sin Actuador)	UCCIN1
		UCVAL1 (Valv. Sacrificio) + UCVAL2 (Valv. Con Actuador)	UCCIN1
Cold Tap	UCADE6 (Tee)	UCVAL1 (Valv. Sin Actuador)	UCCIN1
		UCVAL1 (Valv. Sacrificio) + UCVAL2 (Valv. Con Actuador)	UCCIN1
Puntos de Salida en PE (PE80)			
Hot Tap	UCADE3 (Polietileno)	UCVAL1.1	UCCIN1
			UCCIN2

Fuente: DIVISA

2. Costos máximos de construcción, operación y mantenimiento de Puntos de Entrada y Salida a gasoductos de polietileno

El costo eficiente de construcción, operación y mantenimiento de los puntos de entrada/salida en tuberías de polietileno está definido como el valor en dólares más el valor en pesos con fecha base diciembre de 2016 descritos en las tablas 2 a 21.

2.1. Costos máximos base UCADE Unidad Constructiva para Accesorio de Derivación.

Tabla 2 Costos máximos (dic 2016) UCADE 1 WELDOLET ANSI 300

DESCRIPCION	2"	3"	4"	6"
UCADE1 (WELDOLET) ANSI 300 USD	$4.295	$4.842	$5.254	$13.026
UCADE1 (WELDOLET) ANSI 300 COP	COP25.212.919	COP25.858.651	COP26.544.002	COP34.451.494

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

Tabla 3 UCADE 1 WELDOLET ANSI 600

DESCRIPCION	2"	3"	4"	6"
UCADE1 (WELDOLET) ANSI 600 USD	$4.316	$4.906	$5.349	$13.197
UCADE1 (WELDOLET) ANSI 600 COP	25.246.425	25.959.168	26.693.102	34.719.539

Tabla 4 Costos máximos (dic 2016) UCADE 2 ACERO SPLIT TEE ANSI 300

DESCRIPCION	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
UCADE2 (SPLITTEE) ANSI300 USD	$4.502	$7.921	$8.345	$8.689	$8.985	$35.771	$36.969
UCADE2 (SPLITTEE) ANSI300 COP	26.595.225	43.874.975	47.480.090	79.768.319	88.785.454	123.483.409	139.852.494

Tabla 5 Costos máximos (dic 2016) UCADE 2 ACERO SPLIT TEE ANSI 600

DESCRIPCION	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
UCADE2 (SPLITTEE) ANSI 600 USD	$6.550	$14.066	$15.650	$24.191	$14.792	$42.749	$45.057
UCADE2 (SPLITTEE) ANSI 600 COP	23.801.366	30.639.031	32.496.580	44.514.658	89.627.482	124.465.876	141.333.009

Tabla 6 Costos máximos (dic 2016) UCADE 3 PE

DESCRIPCION	2" 63mm	3" 90mm	4" 110mm	6" 160mm	8" 200mm
UCADE3 (PE) COP	4.686.826	4.841.152	4.841.152	4.879.037	4.904.730

Tabla 7 UCADE4 3 WAY TEE ANSI 300

DESCRIPCION	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
UCADE4 (3-WAY TEE) ANSI 300 USD	$3.997	$11.554	$13.654	$16.192	$19.382	$50.262	$56.852
UCADE4 (3-WAY TEE) ANSI 300 COP	20.103.199	26.999.762	29.605.934	32.927.275	37.244.014	62.033.193	70.345.021

Tabla 8 Costos máximos (dic 2016) UCADE4 3 WAY TEE ANSI 600

DESCRIPCION	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
UCADE4 (3-WAY TEE) ANSI 600 USD	$4.313	$12.001	$14.152	$16.934	$20.977	$51.612	$57.804
UCADE4 (3-WAY TEE) ANSI 600 COP	20.561.983	27.647.639	30.326.658	34.002.936	39.553.431	63.989.223	71.724.471

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

Tabla 9 Costos máximos (dic 2016) UCADE5 SPHERICAL 3-WAY TEE ANSI 300

DESCRIPCION	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
UCADE5 (SPHERICAL 3-WAY TEE) ANSI 300 USD	$2.785	$11.696	$14.774	$19.290	$24.347	$75.014	$79.207
UCADE5 (SPHERICAL 3-WAY TEE) ANSI 300 COP	18.348.662	27.205.905	31.228.725	37.415.914	44.435.755	97.888.055	102.728.007

Tabla 10 Costos máximos (dic 2016) UCADE5 SPHERICAL 3-WAY TEE ANSI 600

DESCRIPCION	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
UCADE5 (SPHERICAL 3-WAY TEE) ANSI 600 USD	$7.047	$14.957	$21.176	$31.075	$36.454	$76.754	$81.684
UCADE5 (SPHERICAL 3-WAY TEE) ANSI 600 COP	24.522.090	31.930.135	40.502.042	54.487.000	61.973.375	100.408.264	106.316.128

Tabla 11 Costos máximos (dic 2016) UCADE6 TEE STD COLD TAP ANSI 300

DESCRIPCION	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
UCADE6 (TEE STD) ANSI 300 COLD TAP USD	$3.633	$5.091	$5.336	$6.936	$6.566	$9.014	$10.106
UCADE6 (TEE STD) ANSI 300 COLD TAP COP	17.969.063	20.761.017	21.225.248	23.542.415	23.006.134	28.442.983	30.025.476

Tabla 12 Costos máximos (dic 2016) UCADE6 TEE STD COLD TAP ANSI 600

DESCRIPCION	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
UCADE6 (TEE STD) ANSI 600 COLD TAP USD	$3.728	$5.262	$5.500	$8.418	$10.678	$14.729	$17.733
UCADE6 (TEE STD) ANSI 600 COLD TAP COP	18.107.008	21.009.008	21.462.390	25.689.088	28.962.570	36.721.236	41.073.479

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

2.2. Costos máximos base UCVAL: Unidad Constructiva para Válvula de Corte.

Tabla 13 Costos máximos (dic 2016) UCVAL1 VÁLVULA SIN ACTUADOR ANSI 300

DESCRIPCION	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
UCVAL1 (VÁLVULA SIN ACTUADOR) ANSI 300 USD	$471	$748	$1.099	$2.321	$2.571	$3.857	$6.954	$9.627	$11.191
UCVAL1 (VÁLVULA SIN ACTUADOR) ANSI 300 COP	13.449.437	13.882.879	14.432.486	16.450.645	16.841.627	18.854.923	25.013.739	29.302.325	31.751.037

Tabla 14 Costos máximos (dic 2016) UCVAL1 VÁLVULA SIN ACTUADOR ANSI 600

DESCRIPCION	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
UCVAL1 (VÁLVULA SIN ACTUADOR) ANSI 600 USD	$577	$930	$1.448	$2.581	$3.318	$5.082	$11.540	$14.273	$16.095
UCVAL1 (VÁLVULA SIN ACTUADOR) ANSI 600 COP	13.615.381	14.168.432	14.978.628	16.857.915	18.011.305	20.772.943	32.193.459	36.577.141	39.430.010

Tabla 15 Costos máximos (dic 2016) UCVAL2 CON ACTUADOR ANSI 300

DESCRIPCION	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"
UCVAL2 (CONACTUADOR) ANSI600 USD	$4.363	$5.487	$6.049	$8.030	$9.809	$12.444	$18.188
UCVAL2 (CONACTUADOR) ANSI600 COP	35.848.808	37.608.634	40.020.977	45.512.515	52.174.655	63.739.612	80.323.919

DESCRIPCION	14"	16"
UCVAL2 (CONACTUADOR) ANSI600 USD	$24.535	$26.532
UCVAL2 (CONACTUADOR) ANSI600 COP	101.847.350	109.911.939

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

Tabla 16 Costos máximos (dic 2016) UCVAL2 CON ACTUADOR ANSI 600

DESCRIPCION	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"
UCVAL2 (CON ACTUADOR) ANSI 600 USD	$5.189	$6.255	$6.722	$10.569	$13.903	$17.886	$25.891
UCVAL2 (CON ACTUADOR) ANSI 600 COP	37.141.712	38.811.254	41.074.949	49.488.213	58.583.963	72.259.726	92.385.140

DESCRIPCION	14"	16"
UCVAL2 (CON ACTUADOR) ANSI 600 USD	$33.797	$44.748
UCVAL2 (CON ACTUADOR) ANSI 600 COP	116.348.429	138.433.287

Tabla 17 Costos máximos (dic 2016) UCVAL3 PUNTO DE ENTRADA ANSI 600

DESCRIPCION	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"
UCVAL3 (PUNTO DE ENTRADA) ANSI 600 USD	$5.959	$7.518	$8.104	$13.030	$16.480	$23.450	$33.809
UCVAL3 (PUNTO DE ENTRADA) ANSI 600 COP	38.347.915	40.788.086	43.237.737	53.341.359	62.619.714	80.971.187	104.782.219

DESCRIPCION	14"	16"
UCVAL3 (PUNTO DE ENTRADA) ANSI 600 USD	$45.566,97	$60.798,27
UCVAL3 (PUNTO DE ENTRADA) ANSI 600 COP	134.776.520	163.562.501

Tabla 18 Costos máximos (dic 2016) UCVAL (PE) - (UCVAL1.1)

DESCRIPCION	2"	3"	4"	6"	8"
	63mm	90mm	110mm	160mm	200mm
UCVAL (PE) COP	11.598.269	11.882.118	12.359.096	15.683.213	18.737.228

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

2.3. Costos máximos base UCCIN: Unidad Constructiva para Caja de Inspección.

Tabla 19 Costos máximos (dic 2016) UCCIN1 CAJA DE INSPECCIÓN PARA ACERO

DESCRIPCION	2"	3"	4"	6"	8"	10"
UCCIN1 (CAJA DE INSPECCIÓN ACERO) COP	34.466.975	34.466.975	34.466.975	34.466.975	39.393.666	39.393.666

DESCRIPCION	12"	14"	16"
UCCIN1 (CAJA DE INSPECCIÓN ACERO) COP	53.092.736	53.092.736	53.092.736

Tabla 20 Costos máximos (dic 2016) UCCIN2 CAJA DE INSPECCIÓN PARA PE

DESCRIPCION	2"	3"	4"	6"	8"
	63mm	90mm	110mm	160mm	200mm
UCCIN2 (CAJA DE INSPECCIÓN PARA PE) COP	3.555.935	3.555.935	3.555.935	3.555.935	3.555.935

2.4. Costos anuales máximos base de Administración, Operación y Mantenimiento de Puntos de Entrada y Salida

Tabla 21 Costos máximos (dic 2016) UCAOM_ACERO

DESCRIPCION	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"
UCAOM_ ACERO COP	10.268.955	10.268.955	10.268.955	10.268.955	10.268.955	19.625.406	19.625.406

DESCRIPCION	I4"	16"
UCAOM ACERO COP	19.625.406	19.625.406

Tabla 22 Costos máximos (dic 2016) UCAOM_PE

DESCRIPCION	2"	3"	4"	6"	8"
	63 mm	90 mm	110 mm	160 mm	200 mm
UCAOM_PE COP	7.456.134	7.456.134	7.456.134	7.456.134	7.456.134

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

3. Factores Externos que afectan los costos máximos

Para incluir los efectos de complejidad constructiva, dificultad de acceso y clase de localización se en los siguientes subnumerales se incluye la descripción y los factores asociados.

3.1. FCC - Complejidad Constructiva

Este factor se refiere a las dificultades constructivas que influyen en los costos de la construcción de las cajas de inspección, en la movilización y transporte de equipos, tubería, accesorios y válvulas para los puntos de salida y puntos de entrada en los gasoductos.

Las dificultades consideradas se basan en diferentes factores así:

- Suelos con nivel freático alto.
- Suelos con resistencias bajas de menos de 2 toneladas por metro cuadrado.
- Suelos con procesos dinámicos.
- Topografías agrestes de más de 25% de pendiente.

La identificación de la complejidad constructiva se propone de la siguiente manera:

3.1.1. Complejidad Alta

Cuando se presenta un factor con incidencia alta, o se presentan más de tres de los factores señalados.

Se considera un índice de afectación del 10% adicional sobre el valor final de la unidad constructiva de caja de inspección.

3.1.2. Complejidad Media

Cuando se presentan dos factores con una incidencia media en el costo.

Se considera un índice de afectación del 5% adicional sobre el valor final de la unidad constructiva de caja de inspección.

3.1.3. Complejidad Baja.

Cuando se presenta un factor con una incidencia baja en el costo.

Se considera un índice de afectación del 2% adicional sobre el valor final de la unidad constructiva de caja de inspección.

El estudio del sitio probable para instalar una derivación, deberá contener la identificación de esta complejidad.

3.2. FDA - Dificultad De Acceso

Se refiere a costos adicionales por dificultad de acceso al punto de salida o punto de entrada. Se consideran las siguientes categorías:

3.2.1. Categoría 1

Ubicación en zonas descarpadas o inhóspitas con más de tres kilómetros a una vía carreteable.

Se considera un índice de afectación del 20% adicional sobre el valor final de la unidad constructiva de caja de inspección.

3.2.2. Categoría 2

Ubicación en zonas difíciles a una distancia entre 1 y 3 kilómetros.

Se considera un índice de afectación del 10% adicional sobre el valor final de la unidad constructiva de caja de inspección.

3.2.3. Categoría 3

Ubicación en zonas de fácil acceso entre 500 metros y 1 kilómetro.

Se considera un índice de afectación del 5% adicional sobre valor final de la unidad constructiva de caja de inspección.

3.3. FLC - Clase De Localización Constructiva

Este factor tiene que ver con la construcción de puntos de salida en áreas urbanas de acuerdo con las interferencias, logística, permisos y señalización. Se consideran las siguientes categorías:

3.3.1. Categoría 1

Vía arteria de alto tránsito, servicios públicos congestionados, intervención de otros trabajos al mismo tiempo.

Se considera un índice de afectación del 7% adicional sobre el valor final de la unidad constructiva de caja de inspección.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

3.3.2. Categoría 2

Zona vedada por autoridad local, donde se requieren permisos especiales.
Se considera un índice de afectación del 4% adicional sobre el valor final de la unidad constructiva de caja de inspección.

3.3.3. Categoría 3

Mediante poblado, otros servicios públicos, vía arteria de baja circulación con posibilidad de cierre.

Se considera un índice de afectación del 2% adicional sobre el valor final de la unidad constructiva de caja de inspección.

3.4. Aplicación de los factores externos

En el siguiente cuadro se muestran los diferentes factores que afectan la construcción de un punto de entrada o de salida. Una vez haya calculado el costo total del punto, deberá determinarse (si es el caso) la aplicación de los factores incluidos a continuación.

Tabla 23 Factores externos

FCC			**FDA**			**FLC**		
Complejidad constructiva			Dificultades de acceso			Clase de localización constructiva		
ALTA	MEDIA	BAJA	1	2	3	1	2	3
1.10	1.05	1.02	1.20	1.10	1.05	1.07	1.04	1.02

El costo eficiente para el punto de entrada/salida a un gasoducto de polietileno será determinado con la siguiente ecuación:

$$CM\ UCI = CM_base_UCADE + CM_base_UCVAL + CM_base_UCCIN * (FCC * FDA * FLC)]$$

Donde:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

CM_base_UCADE	*Costo base unidad Constructiva para Accesorio de Derivación.*
CM_base_UCVAL:	*Costo base unidad Constructiva para Válvula de Corte*
CM_base UCCIN:	*Costo base unidad Constructiva para Caja de Inspección.*
CM UCI:	*Costo máximo unidad Constructiva integrada.*
FCC:	*Factor de complejidad constructiva.*
FDA:	*Factor de dificultad de acceso.*
FLC:	*Factor de localización constructiva.*

Debido a que las unidades constructivas tienen una componente en pesos y en dólares, la aplicación de los factores externos se le aplicará a cada componente y se calculará la actualización siguiendo lo previsto en el numeral 4 y la liquidación en pesos siguiendo el numeral 5.

4. Actualización de los valores de las unidades constructivas

Para efectos de actualizar los valores de las unidades constructivas contenidos en la presente resolución se aplicará la siguiente fórmula:

$$CMUCA_m = CMUC_{COP,DIC-16} * \left[\frac{IPC_{i,m-1}}{IPC_{i,DIC-16}}\right] + CMUC_{USD,DIC-16} * TRM_{m-1}\left[\frac{IPP_PI_{i,m-1}}{IPP_PI_{iDIC-16}}\right]$$

Donde

$CMUCA_m$:	*Costo máximo actualizado de la unidad constructiva en COP actualizado al mes m. (UCADE ó UCVAL ó UCCIN)*
$CM\ UC_{COP\ Dic/16}$:	*Costo máximo componente de la unidad constructiva en COP, de diciembre de 2016. (UCADE ó UCVAL ó UCCIN)*
$CMUC_{USD\ DIC-16}$:	*Costo máximo componente de la unidad constructiva en USD, de diciembre de 2016. (UCADE ó UCVAL ó UCCIN)*
IPC_{m-1}:	*Índice de Precios al consumidor publicado por el DANE del mes m-1.*
IPP_PI_{m-1}:	*índice de producto importado IPP de producto importado DANE del mes m-1.*
$IPC_{DIC\ 2016}$:	*Índice de Precios al consumidor publicado por el DANE de diciembre de 2016.*
$IPP_PI_{DIC\ 2016}$:	*índice de producto importado IPP de producto importado DANE de diciembre de 2016.*
TRM_{m-1}:	*Tasa representativa del mercado Superfinanciera promedio mes m-1*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."

Para el valor de UCAOM correspondiente a los costos anuales máximos base de Administración, Operación y Mantenimiento de Puntos de Entrada y Salida, se actualizará anualmente aplicando la formula descrita previamente.

5. Liquidación en pesos (COP) de Costos máximos de las unidades constructivas

El costo máximo del agregado en los puntos de entrada y de salida actualizado es la suma de las unidades constructivas:

$$CM_UCI_m = CM_UCA_UCADE_m + CM_UCA_UCVAL_m + CM_UCA_UCCIN_m$$

Donde

$CM_UCA_UCADE_m$ *Costo máximo unidad Constructiva actualizado en pesos para Accesorio de Derivación en pesos en el mes m.*

$CM_UCA_UCVAL_m$: *Costo máximo unidad Constructiva actualizado en pesos para válvula de Corte en pesos en el mes m*

$CM_UCA_UCCIN_m$: *Costo máximo unidad Constructiva actualizado en pesos para Caja de Inspección en pesos en el mes m.*

CM_UCI_m: *Costo máximo unidad Constructiva integrada y actualizada en pesos en el mes m*

DIEGO MESA PUYO
Viceministro de Energía
Delegado de la Ministra de Minas y Energía
Presidente

CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas

TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN

MINMINAS

Bogotá, D. C., noviembre 19 de 2018

CIRCULAR No.089

PARA: AGENTES DE LA CADENA DE GAS NATURAL Y DEMÁS INTERESADOS

DE: DIRECCIÓN EJECUTIVA

ASUNTO: PUBLICACIÓN ESTUDIO ACTUALIZACIÓN DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE CONEXIÓN EN LOS PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

La Dirección Ejecutiva de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, se permite publicar el estudio mediante el cual se actualizan las unidades constructivas de conexión en los puntos de entrada y salida del sistema de transporte de gas natural en Colombia.

Esta publicación se hace con el fin de poner en conocimiento y para comentarios de los agentes, el documento que se utilizó como uno de los insumos en la que se soportó el desarrolló la propuesta contenida en la Resolución CREG 129 de 2018 por medio de la cual se ordena hacer Publio un proyecto de resolución "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT".

Los comentarios sobre el estudio, deben ser diligenciados en los formatos que para el efecto fueron publicados en la consulta de la Resolución CREG 129 de 2018.

Cordialmente,

CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA

Av. Calle 116 No. 7-15 Int. 2. Oficina 901
Edificio Cusezar Bogotá, D.C. Colombia
(1) 6032020 / Fax: (1) 6032100
creg@creg.gov.co
www.creg.gov.co

3.3. Otros temas de interés.

❑ **Reuniones CACSSE**. El 16 de octubre del año en curso el Secretario Técnico asistió a la reunión CACSSE No 136 en la cual, como aspectos relevantes, (i) el IDEAM confirmó la probable ocurrencia de un fenómeno de El Niño de intensidad débil o moderada entre diciembre de 2018 y mayo de 2019, (ii) SPEC y Calamarí presentaron asuntos relacionados con la planta de regasificación de la costa norte y con mecanismos para la compra de GNL en el mercado internacional y (iii) XM presentó el panorama energético a mediano plazo. Pendiente una de las tareas encomendadas al CNOGas relacionada con el balance físico de gas 2018-2022, con fecha de entrega el 30 de noviembre de 2018 (cumplida).

❑ **Reuniones conjuntas CREG-CNOGas.** El pasado 25 de octubre de 2018 se realizó reunión con la CREG con participación de la Asesora jurídica del CNOGas, Doctora Nora Palomo. En esta sesión se revisaron varios aspectos relacionados con el probable conflicto de interés en que estarían incursos las empresas miembros del CNOGas para atender la solicitud de la CREG prevista en el artículo 23 de la Resolución CREG107-2017. Como conclusión final la CREG determinó lo siguiente: (i) La CREG emitirá Resolución que establezca que una vez seleccionado el Inversionista para los proyectos de la UPME relacionados con la planta de regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura-Yumbo, el CNOGas elaborará y publicará un listado de firmas auditoras para estos proyectos y (ii) El CNOGas revisará las modificaciones pertinentes al Estatuto del CNOGas, particularmente en lo relacionado con el esquema de votación para aprobación interna de temas.

Igualmente el 08 de noviembre del año en curso en reunión con la CREG se definieron los lineamientos generales para las sesiones de seguimiento a tareas durante el año 2019. Entre otros aspectos se estableció lo siguiente:

- ✓ Las reuniones permitirán definir temas que (i) apoyen diferentes aspectos de la regulación y (ii) brinden solución a eventuales situaciones identificados.
- ✓ Las reuniones se harán bimestrales (cada 2 meses) en sintonía con las sesiones plenarias del CNOGas. Se programarán el jueves de la siguiente semana a la realización de las sesiones plenarias. El Secretario Técnico remitirá a la persona encargada por la CREG, el programa de reuniones plenarias del CNOGas para el año 2019, de tal manera se definan las fechas de las sesiones conjuntas CREG-CNOGas.
- ✓ Se realizarán reuniones CREG-CNOGas en fechas diferentes y/o adicionales a las programadas, si algún tema así lo amerita.
- ✓ En cada reunión, el CNOGas realizará una presentación que contendrá los siguientes aspectos: (i) Informe sobre actividades relevantes que se cumplieron/ejecutaron en el mes inmediatamente anterior al de la reunión del CNOGas, (ii) Informe de los temas relevantes pendientes (agenda de trabajo del CNOGas) y (iii) Informe sobre temas pendientes correspondientes a tareas asignadas por la CREG en las diferentes reuniones. Estas presentaciones se enviarán a la CREG al correo que indiquen (crearán una carpeta para los temas del CNOGas).
- ✓ Realizar por el CNOGas, calificación de criticidad de cada tema, con el siguiente nivel de prioridad: (i) prioridad 1: Muy importante, (ii) prioridad 2: Importancia alta y (iii) prioridad 3: Importancia media.

- ✓ Priorizar los temas y elaborar un cronograma (se acordó usar el mismo esquema de la CREG en su Agenda Regulatoria: por trimestres)
- ✓ La primera reunión CREG-CNOGas se realizará en febrero de 2019.

❑ **Carta FiduDavivienda.** FiduDavivienda remitió al CNOGas la comunicación No 095727 del 09 de noviembre del año en curso recibida en el CNOGas el 13 de dicho mes, mediante la cual indicó las directrices a cumplir por los proveedores del CNOGas para el recibo y pago de servicios a través de facturación electrónica, según nueva reglamentación de la DIAN. El CNOGas mediante comunicación CNOGas-325-2018 del 15 de noviembre de 2018 remitió la información requerida por FiduDavivienda. A la par con esta acción, el CNOGas remitió sendas comunicaciones a sus proveedores relacionando los requisitos definidos por FiduDavivienda en su comunicación.

❑ **Carta a administración edificio oficina CNOGas.** El 09 de noviembre del año en curso mediante comunicación CNOGas-322-2018 se solicitó pronunciamiento a la administración del edificio de ubicación de nuestras oficinas, en torno al recibo de un correo manifestando que: *"De la manera más amable queremos recomendarle que dentro de las piletas no está permitido realizar la cocción de alimentos. Es importante resaltar, que estos espacios son de uso exclusivos para las salas de juntas. Así mismo, se informa que para el piso quinto (5) se tiene adecuado una bodega en concesión para uso exclusivo".* A la fecha de la presente reunión, no hemos recibido respuesta a nuestra solicitud.

095727 13 NOV'18

DAVIVIENDA Fiduciaria

Bogotá D.C., 09 de Noviembre de 2018.

Doctor
FREDI ENRIQUE LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico
C.N.O. GAS
Avenida El Dorado No. 68 C – 61 Oficina 532
Ciudad

Asunto: Aplicación Decreto 2242 de 2015, Decreto 1349 de 2016, Resolución 076 de 2016, 072 de 2017 y 010 de 2018– Facturación electrónica

Reciba un cordial saludo

Para nosotros es muy importante contar con usted como cliente y mantenerlo siempre informado. Por esta razón, queremos contarle que de acuerdo con lo establecido en la Resolución 010 de 2018 emitida por la DIAN - Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, los Patrimonios Autónomos Administrados por Fiduciaria Davivienda S.A., identificados con NIT 830.053.700-6, están catalogados como "Gran Contribuyente" y fueron seleccionados para emitir y recibir facturas electrónicamente.

En virtud de lo anterior y con el fin de continuar dando cumplimiento a la normatividad, a continuación informamos el procedimiento diseñado para la recepción de facturas electrónicas, notas crédito y/o notas débito.

1 De acuerdo con la normatividad aplicable cada sociedad que emita o reciba facturación debe contar con un proveedor tecnológico para la implementación del mecanismo de facturación electrónica En consecuencia, Fiduciaria Davivienda S A. como administrador de los Patrimonios Autónomos identificados con NIT. 830 053.700-6 recibirá las facturas electrónicas. notas crédito y/o notas débito con el software dispuesto por el proveedor tecnológico *Factura 1 S.A.S.*

En el caso del Fideicomiso No. 3108238 C.N.O. GAS cuyos proveedores facturan al citado nit, las facturas que recibamos serán reenviadas a las direcciones de correo electrónico que usted nos instruya, con el fin de que se adelanten los correspondientes procesos de validación y posterior instrucción a la Fiduciaria del registro de la causación contable y/o pago de las mismas conforme los procedimientos y estipulaciones contractuales vigentes.

Para este fin solicitamos remitirnos, a las direcciones de correo electrónico lgblanco@davivienda.com y jcplazas@davivienda.com con **anterioridad al 16 de noviembre próximo**, la siguiente información de los contactos a los que deben reenviarse las facturas conforme lo antes descrito.

- ✓ Correo electrónico para envío de la facturación electrónica recibida
- ✓ Nombre de contacto
- ✓ Teléfono de contacto

CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural
RECIBIDO
13 NOV. 2018

Fiduciaria Davivienda S.A.
Nit. 830.182.281-5

Fiduciaria Davivienda S.A

En caso en que se requiera modificar dicho contactos, es necesario nos comunique tal necesidad con por lo menos cinco (5) días de antelación a la fecha en que se requiera se aplique tal cambio, para adelantar las correspondientes actualizaciones en el software de facturación Así mismo se sugiere se registren las direcciones de correo electrónico necesarias que le permitan la continua recepción de las facturas pese a situaciones de contingencia por ausencia de alguno de los contacto registrados
De no recibir dentro del plazo indicado la información solicitada, las facturas electrónicas serán enviadas a la dirección de correo electrónico registrada en el RUT del Fideicomitente.

2 Conforme lo anterior, es necesario comunique a sus proveedores, cuyos pagos deban realizarse con recursos administrados en el Fideicomiso No. 3108238 C.N.O. GAS, las siguientes indicaciones para la radicación de los documentos antes relacionados

a. Previo a dar inicio al envío de las facturas, sus proveedores deberán inscribirse por una única vez y a partir del 26 de noviembre de 2018, en el portal de Factura 1 S.A.S , en la dirección web: https://app.factura1.com.co/RegistrarProveedorPatrimonios/, con el fin de que sea posible contactarlo en el evento en que se requiera.
b El proveedor debe efectuar el envío de las facturas a la siguiente dirección de correo electrónico: recepcionpatrimoniosaut@davivienda.com
c. Las facturas electrónicas, notas crédito y/o notas débito deben estar en formato PDF (representación gráfica de la factura) y XML (archivo plano)
d. El tamaño de los anexos no puede superar 1 MB. Los anexos deben estar en un solo archivo que puede tener formato *.pdf .docx .doc .xlsx .png .jpg .txt .csv .xml*
e. Para la recepción de la Factura, es indispensable que en el archivo XML se incluyan los siguientes datos:

Descripción	Nombre del Campo en el archivo XML
Código Producto* (Código de su negocio fiduciario)	/Invoice/fe:AccountingSupplierParty/cbc:CustomerAssignedAccountID El código de su Negocio Fiduciario es 8238 Ejemplo: /Invoice/fe:AccountingSupplierParty/cbc: 8238
Nombre del negocio	/Invoice/cbc AccountingCost El Nombre de su Negocio Fiduciario es C.N.O GAS Ejemplo: /Invoice/cbc C N.O. GAS.
Número de contrato	/Invoice/cac.ReceiptDocumentReference/cbc:ID Incluir el Número 1 Ejemplo: /Invoice/cac:ReceiptDocumentReference/cbc:1

- El sistema de Factura 1 SAS tendrá parametrizado el "Código de Producto" por lo que en el evento en que el proveedor omita incluirlo o esté errado, no les será posible al proveedor el cargue de las facturas.
- Es importante recuerde a sus proveedores los plazos que su empresa haya definido para la recepción de las facturas, pues usted deberá contar con el tiempo necesario para posteriormente instruir a la Fiduciaria la causación o pago de las mismas, instrucción que debe realizarse en todo caso teniendo en cuenta lo previsto contractualmente y considerando los plazos establecidos por la Dian para la

presentación y pago de las declaraciones de impuestos para el Nit de Patrimonios Autónomos administrados por Fidudavivienda.

En todo caso las facturas emitidas por su proveedor le serán enviadas de forma inmediata a las direcciones de correo electrónico que usted nos haya indicado, con el fin de que la Fiduciaria reciba con posterioridad la correspondiente instrucción de causación o pago conforme los procedimientos vigentes. En el evento en que dentro de dichos plazos y procedimientos no se reciba tal instrucción, lo cual impediría efectuemos la declaración y pago de impuestos, será necesario que acuerde con su proveedor la correspondiente aplicación de notas débito y posterior generación de la nueva factura a que haya lugar. Es de mencionar que si la Fiduciaria no recibe la instrucción correspondiente para la causación de la factura dentro del mismo mes de generación de la misma dentro de los plazos previstos contractualmente, y en caso en que no acuerde con su proveedor la aplicación de la nota débito, serán de responsabilidad del Fideicomitente las sanciones, intereses que se generen por la inoportunidad en la declaración y pago de los impuestos

3. En el evento que el proveedor no esté obligado a facturar electrónicamente, usted deberá continuar recibiendo las facturas que se emitan al Nit de Patrimonios Autónomos cuyos pagos deban realizarse con recursos administrados en el Fideicomiso No. 3108238 C.N.O. GAS, con las responsabilidades que de ello se derivan.

Es importante mencionarles y compartirles que como resultado de la implementación de la Facturación electrónica, se obtendrán diversos beneficios tales como: agilidad en la emisión y entrega de facturas, menores tiempos de respuesta, garantía de autenticidad e integridad de la factura desde su emisión y durante todo el tiempo de conservación, entre otros.

Cualquier aclaración con gusto será atendida por Luis Gilberto Blanco Patiño y Juan Carlos Plazas Barrera en los teléfonos 3300000 extensiones 91070 y 92373 de la ciudad de Bogotá D.C.

Cordialmente,

MARTHA Y. LADINO BARRERA
Directora de Gestión Fiducia Estructurada
Representante Legal (S)

CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

FIDUCIARIA DAVIVIENDA
52196210
Impreso por Domesa de Colombia S.A.

Bogotá D.C., 15 de Noviembre de 2018 **CNOGas- 325-2018**

Doctora
Martha Y. Ladino Barrera
Directora de Gestión Fiduciaria Estructurada
Representante legal suplente
Fiduciaria Davivienda
Ciudad

Asunto: Su comunicación con radicado No 095727 del 13 de noviembre de 2018- Decreto 2242 de 2015, Decreto 1349 de 2016 y Resolución 076 de 2016, 072 de 2017 y 010 de 2018, Facturación electrónica.

Respetada doctora Ladina

En atención con su comunicación de la referencia, nos permitimos remitir la información de los contactos a los que deben reenviarse las facturas electrónicas del Fideicomiso C.N.O GAS:

Contacto 1.

info@cnogas.org.co

Luz Stella Guana Martínez

Teléfonos. Celular: 3168308034. Fijo: 3003416

Contacto 2.

secretariotecnico@cnogas.org.co

Fredi Enrique López Sierra

Teléfonos. Celular: 3165789726. Fijo: 3003416

Saludos

FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico -CNOGas

DAVIVIENDA NIT. 800.182.201-5
2018 NOV 15 A9:48

Copia: Luis Gilberto Blanco Patiño-Coordinador de Gestión de Fiducia Estructurada
Juan Carlos Plazas Barrera-Gestión de Fiducia Estructurada

Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

Bogotá D.C., 9 de noviembre de 2018 CNOGas- 322-2018

Doctora
Loliluz Chadid
Administradora
Centro Comercial y de Negocios Torre Central Davivienda
Ciudad

Asunto: Prohibición de uso de espacios dedicados a las piletas.

Respetada doctora

Con preocupación recibimos, después de más de 6 años de permanencia en este edificio a través del arriendo de la oficina 532 y de hacer uso sin restricción de las áreas dedicadas a las piletas, comunicación mediante correo electrónico que informa: *"De la manera más amable queremos recomendarle que dentro de las piletas no está permitido realizar la cocción de alimentos. Es importante resaltar, que estos espacios son de uso exclusivos para las salas de juntos. Así mismo, se informa que pora el piso quinto (5) se tiene adecuado una bodega en concesión para uso exclusivo".*

Entendemos que el mensaje remitido confirmado en charlas con sus funcionarios, nos invita a no utilizar los espacios dedicados a las piletas dispuestas en los diferentes espacios de los pisos en los que comúnmente solicitamos en alquiler salones para reuniones del CNOGas como tampoco la cocineta interna en nuestra oficina 532, condición que nos preocupa aún más al tratarse de un espacio integrado a nuestra oficina y sobre el cual hacemos el pago de un canon de arrendamiento sin restricciones al uso de sus espacios. Como aclaración complementaria, en las reuniones del CNOGas brindamos a los asistentes refrigerios y almuerzos calientes, con un proveedor que envía los alimentos preparados y precalentados, requiriéndose solamente un calentamiento final, es decir, el personal del proveedor no utiliza los espacios dedicados a las piletas para preparación de alimentos.

De acuerdo con lo anterior, agradecemos nos confirmen si podemos continuar utilizando los espacios dedicados a las piletas para calentar la alimentación brindada en las diferentes reuniones del CNOGas. Una vez recibida su respuesta definiremos las acciones a seguir.

Cordialmente

FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico -CNOGas

TORRE CENTRAL
Centro Empresarial
09 NOV 2018

c.c. Inmobiliaria Jiménez Nassar & Asociados SAS

(571) 3003416; Cel. 316 8308034 *URL:* www.cnogas.org.co; *Email:* info@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia

❑ **Conformación Subcomité Alerta Niño.** El 19 de noviembre del año en curso, el señor Rafael Madrigal se identificó como el nuevo Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía y manifestó que por instrucciones de la señora Ministra de Minas y Energía conformaría el Subcomité Alerta Niño cuyo grupo fue creado por Whats App con los siguientes participantes: Carlos Cano y Jaime Castillo de XM, Alberto Olarte del CNOE, Ricardo Ramírez de la UPME y Fredi López Sierra por el CNOGas. El 20 de noviembre de 2018 se realizó la primera reunión con participación de los integrantes del subcomité y presentaciones de XM y el CNOGas. Las presentaciones fueron consolidadas y en su versión final remitidas al Director de Energía.

❑ **Presentación CNOGas.** El 23 de noviembre de 2018, la Doctora Claudia Garzón de la Dirección de Hidrocarburos remitió correo al Secretario Técnico con la siguiente indicación:

"Confirmamos la participación del Dr. José Manuel Moreno Casallas quien estará encargado de Director de Hidrocarburos desde el próximo 10 de diciembre de 2018. Te agradecemos por favor incluir en el orden del día un punto a cargo del Secretario Técnico para que se presente al Director de Hidrocarburos (E) la conformación y funciones del Consejo".

❑ **Carta ANDI.** El 26 de noviembre la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI remitió comunicación al CNOGas solicitando los mantenimientos programados que puedan llegar a afectar el abastecimiento de gas natural, en diciembre de 2018 y enero de 2019. Mediante la comunicación CNOGas-373-2018 del 05 de diciembre de 2018 se dio respuesta a esta solicitud.

ANDI
Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas

Bogotá, 26 de noviembre de 2018

Señor
Fredi Enrique López Sierra
Secretario Técnico
Comité Nacional de Gas
Ciudad

Asunto: Solicitud información mantenimientos de impacto diciembre 2018 y enero 2019

Respetado Sr. López,

La Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI que representa el 40% del consumo industrial de energía eléctrica y el 75% del consumo industrial de gas natural, comedidamente solicita nos indique los mantenimientos programados a nivel de transporte y /o campos de producción, que pueden llegar a afectar el abastecimiento de gas natural, en diciembre 2018 y enero 2019.

Lo anterior, con e fin de evitar inconvenientes en la operación de la industria consumidora de gas natural durante estas fechas y así buscar alternativas que mitiguen el impacto en nuestros afiliados.

Quedamos atentos a su respuesta.

Cordialmente,

Daniel Romero
Director Ejecutivo

CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

Bogotá D.C., 05 de diciembre de 2018 **CNOGas-373-2018**

Doctor
Daniel Romero
Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI
Director Ejecutivo
Ciudad

Asunto: Su comunicación del 26 de noviembre de 2018. Solicitud información mantenimientos de impacto diciembre 2018 y enero 2019

Respetado doctor Romero,

En atención a su solicitud en la comunicación del asunto, nos permitimos listar los mantenimientos programados para los meses de diciembre de 2018 y enero de 2019 en activos del sector de gas natural, ingresados en el Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones, SIMI, al 04 de diciembre de 2018:

1. Mantenimientos programados mes de diciembre de 2018.

- Planta de gas Cupiagua, Ecopetrol, 16 de diciembre de 2018.
- Instalaciones campos de La Guajira, Chevron, 18-19 de diciembre de 2018.

2. Mantenimientos programados mes de enero de 2019.

- Instalaciones campos de La Guajira, Chevron, 30 de enero a 02 de febrero de 2019.

Independientemente de la información remitida por el CNOGas, los industriales a través de su comercializador o de manera directa, contarán con detalles del mantenimiento según lo establecido en sus contratos comerciales.

Cordialmente

FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico -CNOGas

❑ **Acuerdo de confidencialidad.** El pasado 27 de noviembre del año en curso el Secretario Técnico remitió a los miembros del Consejo, para aprobación, el Acuerdo de Confidencialidad a suscribir por agentes terceros invitados a las sesiones del CNOGas y COMI´s con un ajuste a la redacción del numeral 8°. SANCIÓN POR VIOLACIÓN DEL ACUERDO. Este Acuerdo fue aprobado en la reunión CNOGas No 146 realizada el 11 de octubre de 2018.

El 04 de diciembre de 2018, Gas Natural manifestó su acuerdo con el ajuste a la redacción.

ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD CELEBRADO ENTRE EL CONSEJO NACIONAL DE GAS NATURAL – CNOGAS – Y [EMPRESA – PERSONA NATURAL]

VIGENCIA AÑO 2019.

Entre los suscritos: FREDI ENRIQUE LÓPEZ SIERRA, Secretario Técnico del CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL, facultado en la reunión plenaria ordinaria No 146 realizada el 11 de octubre de 2018, para suscribir el presente acuerdo y, [PARTE RECEPTORA DE LA INFORMACIÓN – REPRESENTANTE LEGAL EMPRESA – PERSONA NATURAL – INFORMACIÓN LEGAL], hemos convenido en celebrar el presente ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD, previas las siguientes consideraciones:

1º. NATURALEZA JURÍDICA DEL CNOGAS. El Consejo Nacional de Gas Natural – CNOGAS -, es un organismo consultivo y asesor de la autoridades competentes en materia de reglamentación y regulación de los aspectos relacionados esencialmente con el abastecimiento del gas en situaciones de escasez, la operación del Sistema Nacional de Transporte y la programación de mantenimientos y otras intervenciones que afecten la continuidad del servicio. En ejercicio de las funciones encomendadas, el Consejo hace recomendaciones que busquen que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 4º., 5º., y 6º., de la Ley 401 de 1997.

2º. REUNIONES DEL CONSEJO. En cumplimiento de sus funciones, el CNOGAS celebra diversas reuniones de carácter técnico operativo, en las cuales participan funcionarios y/o delegados de las entidades estatales, y de empresas que desarrollan actividades en el sector de gas natural, principalmente.

Cuando así lo decida el mismo Consejo, a tales sesiones podrá, entre otros, invitar a expertos, otros agentes del sistema de transporte de gas natural, usuarios, terceros interesados en asuntos específicos que se debatirán en la reunión convocada, los cuales participarán con sujeción a los términos de la invitación que les sea enviada.

3º. SUSCRIPCIÓN DEL ACUERDO. Las personas a quienes se les formule invitación, ajenas a los miembros del CNOGAS, deben suscribir el presente acuerdo de confidencialidad que rige el uso y la protección de la información que conozcan y/o reciban en desarrollo de la reunión tanto el CNOGAS como los invitados, con sujeción a lo establecido en las Leyes 1266 de 2008, Ley 1581 de 2012 y Ley 1712 de 2014, sus normas concordantes, y disposiciones reglamentarias y modificatorias.

4º. OBJETO Y ALCANCE DEL ACUERDO. El presente Acuerdo de Confidencialidad protege la información verbal y/o escrita que se entregue en la sesión respectiva, originada por cualquier fuente emisora, relacionada directa o indirectamente con aspectos técnicos, operativos, asuntos económicos financieros, tarifarios, la referente a los papeles de los comerciantes, en los términos de la legislación comercial; proyectos en desarrollo o por desarrollar, proyecciones, datos, especificaciones, y toda la demás información que tenga incidencia en las actividades y servicios prestados por los agentes del sistema de transporte de gas natural. Esta información se considera como confidencial y su uso, disposición, tratamiento, se hará de conformidad con lo dispuesto en el presente Acuerdo.

5º. PROHIBICIONES DE USO DE INFORMACIÓN CONFIDENCIAL. Los terceros invitados a la sesión respectiva se obligan, en virtud del presente Acuerdo, a no divulgar directa o indirectamente, difundir por cualquier medio, mostrar, utilizar, total o parcialmente, en su beneficio, o, de terceros, la información entregada, la cual, para todos los efectos, es confidencial, y, por consiguiente, su protección e integridad deben garantizar en todo momento, con sujeción a lo establecido en el marco normativo vigente, en especial, las Leyes 1266 de 2008, 5181 de 2012 y 1712 de 2014, sus normas reglamentarias, y modificatorias.

Tampoco están facultados para ceder o transferir a cualquier título este Acuerdo.

6º. OBLIGATORIEDAD DE ENTREGA DE INFORMACIÓN. La entrega y difusión de la información reseñada anteriormente, solo podrá hacerse por la persona receptora en cumplimiento de una obligación legal, sentencia debidamente ejecutoriada, o, de una orden de autoridad competente en ejercicio de sus funciones. Si ocurriere cualquiera de los eventos anteriores, la persona compelida a entregarla, deberá informar de manera inmediata, al Secretario Técnico del CNOGAS del recibo del requerimiento, para que, a través suyo, se adopten las medidas necesarias para proteger la integridad de la información confidencial.

7º. GUARDA E INTEGRIDAD DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA. La información confidencial que sea recibida, deberá ser guardada y protegida en las mismas condiciones que aplica la persona receptora para la información que tenga dicha calificación, hasta tanto no adquiera el carácter de pública.

8º. SANCIÓN POR VIOLACIÓN DEL ACUERDO. La violación de la confidencialidad o el uso indebido de la información, dará lugar ~~al pago a cargo de la parte incumplida de una suma de [CUANTÍA QUE DEBERÁ SER ESTABLECIDA POR EL CNOGAS], sin perjuicio de~~ a que la parte perjudicada pueda promover las correspondientes acciones legales para obtener el reconocimiento de los daños causados por la violación del presente Acuerdo.

Comentario [F1]: Lo aprobado fue sin la eliminación del párrafo con control de cambios….Considerando que con dicho párrafo se requiere definir la cuantía ($$), propongo eliminarlo y enfocarlos a que la parte perjudicada promueva las acciones legales que considere.

9º. SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS. Las controversias que surjan en virtud del cumplimiento del presente Acuerdo, serán resueltas, en primer término, por las partes intervinientes, dentro de los treinta (30) días siguientes a la fecha en que se comunique a la otra parte, la situación, hecho o circunstancia que origine la discrepancia. Si no se lograre un acuerdo directo, se acudirá a la jurisdicción que tuviere competencia para resolver de fondo, el conflicto planteado.

10ª. RÉGIMEN JURÍDICO APLICABLE. Para todos los efectos, este acuerdo se somete a las leyes que rigen la materia en Colombia, y, su interpretación se hará con estricta sujeción a sus disposiciones.

11ª. ACEPTACIÓN DEL ACUERDO. Las partes intervinientes declaran que conocen los términos y condiciones del presente Acuerdo, y, en consecuencia, manifiestan que lo aceptan en todos sus términos.

En constancia de lo anterior, se firma en la ciudad de Bogotá, D.C., a los () de diciembre de Dos Mil Dieciocho (2018).

FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico del CNOGas

[EMPRESA XXXXXX
REPRESENTANTE LEGAL EMPRESA
PERSONA NATURAL –]

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL-CNOGas

Aspectos generales CNOGas

Presentado al Director (E) Hidrocarburos MM&E

Bogotá D.C. 12-Diciembre-2018

QUE ES EL CNOGas - CONFORMACIÓN

❑ El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, es un organismo asesor, sin personería jurídica, que tiene como función hacer recomendaciones, al Ministerio de Minas y Energía y a la CREG, que busquen que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica.

❑ El CNOGas, fue creado por la Ley 401 del 20 de agosto de 1997 y reglamentado por los Decretos 2225 del 30 de octubre de 2000 y 2282 de 2001, expedido por el Ministerio de Minas y Energía, para ejercer las funciones contenidas en la Ley 401 de 1997, en el Decreto 1175 de 1999, la Resolución 071 del 3 de diciembre de 1999 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

❑ El CNOGas está compuesto por 14 miembros y es presidido por el Ministerio de Minas y Energía. Anualmente la UMPE mediante resolución determina la composición del CNOGas, atendiendo el procedimiento definido en los Decretos 2225 de 2000 y 2282 de 2001, para inicio de sus atribuciones a partir del 30 de abril del año en consideración. La conformación del CNOGas para el año 2018 es la siguiente:

REPRESENTANES DE PRODUCTORES	REPRESENTANTES DE TRANSPORTADORES	REPRESENTANTES DE REMITENTES
ECOPETROL S.A.	TGI S.A. ESP	GAS NATURAL S.A. ESP
CHEVRON	PROMIGAS S.A. ESP	GASES DEL CARIBE S.A. ESP
EQUION ENERGÍA LIMITED	PROMIORIENTE S.A. ESP	TEBSA S.A. ESP
GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	TRANSOCCIDENTE S.A. ESP	ISAGEN S.A. ESP
	TRANSPORTADORA DE METANO S.A. ESP	

❑ El Centro Nacional de Despacho, CND, es miembro permanente.

FUNCIONES PRINCIPALES

- ❑ Hacer recomendaciones para buscar que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica.
- ❑ Conceptuar sobre el orden de atención prioritaria del suministro de gas natural cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.
- ❑ Expedir Acuerdos y Protocolos solicitados por la CREG o que por iniciativa propia del CNOGas se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que deben regir para (i) la operación del Sistema Nacional de Transporte (SNT), (ii) la programación de mantenimientos y/o intervenciones a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público y (iii) la coordinación de los agentes que utilicen el SNT cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia transitoria y no transitoria o racionamiento programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007.
- ❑ Proponer a la CREG modificaciones al RUT.

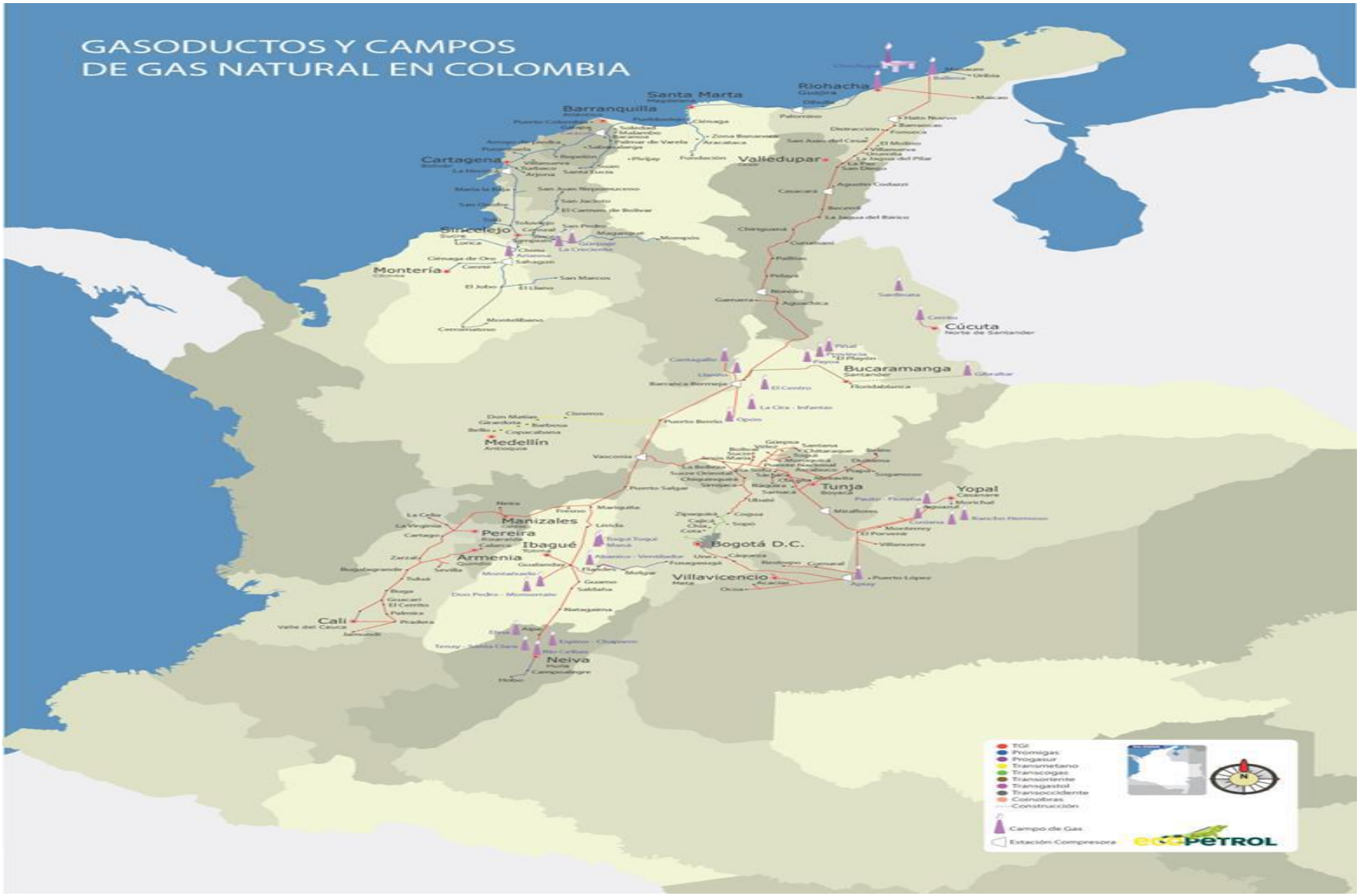
NORMATIVIDAD ASOCIADA AL CNOGas

Algunas normas establecen tareas y definen asuntos relacionados con el CNOGas, entre las cuales se mencionan las siguientes:

- Resoluciones anuales UPME que definen la conformación del CNOGas para cada año.
- Decreto 2100 de 2011. En su Artículo 21 define que el CNOGas puede proponer, por su propia iniciativa, Acuerdos y Protocolos a la CREG. La Comisión contará con noventa (90) días para pronunciarse y, si es perntinente, adoptarlo mediante acto administrativo.
- Resolución CREG114-2013. Define el protocolo para comunicaciones entre agentes ante situación de racionamiento programado o de riesgo de desabastecimiento.
- Resolución CREG115-2013. Establece la conformación y funciones del Comité de Mantenimientos e Intervenciones, COMI.
- Resolución CREG147-2015. Encarga al CNOGas la gestión de los mantenimientos de activos del sector de gas natural asociados a la producción, transporte y regasificación de GNL.

De manera particular y puntual, otras resoluciones establecen tareas al CNOGas.

INFRAESTRUCTURA PRODUCCIÓN-TRANSPORTE



4. TEMAS PARA APROBACIÓN

4.1. Requisitos técnicos del Auditor Resolución CREG155-2017_Proyectos Open Season.

Comentarios generales. Mediante la Resolución CREG 155 de 2017 "Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones" la CREG estableció algunos lineamientos generales y asignó una tarea al CNOGas. A continuación los hitos generales sobre este tema:

- ❑ En la sesión plenaria ordinaria CNOGas No 146 realizada el pasado 11 de octubre de 2018 el Consejo aprobó que el Comité Técnico conformado por las empresas: Promigas, TGI, Gas Natural y Ecopetrol revisaran el borrador de Acuerdo No 001 de 2018 que establece los requisitos a cumplir por las firmas auditoras según lo previsto en la Resolución CREG155-2017
- ❑ El pasado 30 de octubre de 2018 el Comité Técnico revisó la versión del Acuerdo No 001 de 2018 presentada en la sesión plenaria ordinaria del mes de octubre del año en curso. Su aprobación la emitió el Comité el 01 de noviembre una vez revisada la versión trabajada el 30 de octubre del año en curso.
- ❑ En la sesión conjunta CREG-CNOGas se informó a la Comisión que los requisitos a cumplir por las firmas auditoras según lo previsto en la Resolución CREG155-2017 estaban definidos y que para la reunión plenaria del CNOGas programada para el 12 de diciembre se sometería a aprobación.
- ❑ Aprobada por el Consejo en la sesión de diciembre, se remitirá a la CREG para sus comentarios y se preparará la socialización con terceros interesados.

ACUERDO No. 001 de 2018

"Por medio del cual se establecen los requisitos técnicos que deben observar las firmas auditoras de los procesos asociados con lo establecido en la Resolución CREG 155 de 2017"

Contenido

1. OBJETIVOS 2
2. REQUISITOS GENERALES DE LAS FIRMAS AUDITORAS.....3
3. DOCUMENTACIÓN PARA ACREDITACIÓN DE EXPERIENCIA ESPECÍFICA DE LAS FIRMAS AUDITORAS.6

Fecha de aprobación:	xxx-xxx-2018	
No. reunión CNOGas	CNOGas No xxx	
Presidente:	xxx	
Asesor Jurídico:	Nora Palomo	
Secretario Técnico:	Fredi E. López	

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, de conformidad con lo establecido en la Ley 401 de 1997, en el Artículo 21 del Decreto 2100 de 2011 y en la Resolución CREG –155 de 2017, y

CONSIDERANDO:

a) Que mediante la Resolución CREG 155 de 2017 "Por la cual se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión, y se adoptan otras disposiciones" la CREG estableció los lineamientos generales, entre otros a cargo del CNOGas, de definir un listado de los requisitos técnicos que deben tener y dar cumplimiento los agentes auditores para los tipos de proyectos a desarrollar acorde con la presente resolución que se lleven a cabo como resultado de los *Open Season.*

b) Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 9. Auditoría, de la Resolución CREG 155 de 2017, "*Todos los proyectos que se ejecuten bajo procesos de Open Season acorde al alcance de la presente resolución deberán contar con una firma auditora, la cual deberá ser seleccionada a partir de los requisitos definidos por el CNOG en el artículo 10"*, la CREG asignó al CNOGas la tarea de elaborar los requisitos técnicos que deben tener y dar cumplimiento los agentes auditores para los tipos de proyecto a desarrollar que se lleven a cabo como resultado de los *Open Season*.

c) Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 10. Requisitos técnicos del Auditor, de la Resolución CREG 155 de 2017, *"El CNOG en un plazo no mayor a 4 meses contados a partir de la publicación de la presente resolución definirá un listado de los requisitos técnicos que deben tener y dar cumplimiento los agentes auditores para los tipos de proyectos a desarrollar acorde con la presente resolución que se lleven a cabo como resultado de los Open Season. Para ser seleccionado como auditor además de los requerimientos técnicos definidos al interior del CNOG, no podrá tener ningún tipo de vinculación económica con el promotor y en caso de que el promotor sea compuesto por varias firmas, tampoco podrá tener vinculación con ninguna de dichas firmas".*

d) Que en uno de los apartes del Artículo 10. Requisitos técnicos del Auditor, de la Resolución CREG 155 de 2017 se establece que: *"El plazo previsto en el presente artículo no será prorrogable e incluye que el CNOG realice la divulgación y presentación pública del listado de requisitos técnicos que deben cumplir los auditores".*

e) Que la Resolución CREG 155 de 2017 fue publicada en el Diario Oficial No 50408 del 5 de noviembre de 2017, lo que implica que el plazo para que el CNOGas liste los requisitos técnicos que deben cumplir las firmas auditoras vence el 5 de marzo de 2018. El plazo previsto en el artículo 10 de la Resolución CREG 155 de 2017 no será prorrogable e incluye que el CNOG realice la divulgación y presentación pública del listado de requisitos técnicos que deben cumplir los auditores.

ACUERDA:

1. OBJETIVOS

El presente Acuerdo define los requisitos técnicos que deberán cumplir las empresas interesadas en realizar los procesos de auditoría a los proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión que se ejecuten bajo mecanismos de *Open Season*, según lo previsto en la Resolución CREG 155 de 2017.

La definición de los requisitos se sustentará en (i) Consideraciones y experiencia aportada por las empresas miembros del CNOGas y (ii) Comentarios de terceros a los criterios definidos por el CNOGas, durante la fase de pública.

2. LAS FIRMAS AUDITORAS

Conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG-155 de 2017, artículo 9. Auditoría, el auditor seleccionado para el proyecto deberá comunicar a los participantes del *Open Season*, informes sin ambigüedades con mínimo la siguiente información:

a) Reporte de estado de avance del proyecto: El auditor deberá presentar un informe de acuerdo con los plazos establecidos en las bases del *Open Season*, donde se presente el resultado de verificación del cumplimiento del cronograma de construcción y puesta en operación del proyecto, de la curva S y de las características técnicas establecidos para el proyecto. El informe deberá explícitamente indicar el tiempo de atraso en números enteros según el cronograma y la curva S, atendiendo el cronograma de construcción y puesta en operación de la infraestructura de transporte derivada del *Open Season*.
   En caso de incumplimiento de requisitos técnicos del proyecto el informe deberá indicar las desviaciones en los requisitos respecto de las normas y estándares aplicables según el proyecto.
   Los reportes de estado de avance incluyendo la curva S deberán informase formalmente a los adjudicatarios de la capacidad del *Open Season*. En todo caso al Auditor deberá aclarar las inquietudes de avance del proyecto que les soliciten los agentes antes mencionados.
b) Un informe final en donde certifique que el proyecto se ajusta a los requerimientos establecidos en el artículo 19, así como que el proyecto se encuentra listo para su entrada en operación.
c) Cuando se configure un incumplimiento insalvable de acuerdo con lo establecido entre los participantes del *Open Season* y el promotor, deberá presentar un informe de manera inmediata en donde se ponga en conocimiento tal situación. Este informe deberá acompañarse de un inventario de las obras ejecutadas e indicar el avance porcentual de cada una.
d) Los demás informes que sobre temas específicos acuerden los adjudicatarios de la capacidad de transporte del Open Season.

Parágrafo. El promotor deberá entregar al auditor toda la información que este requiera para el cumplimiento de sus obligaciones, incluyendo aquellos eventos en que el promotor sea distinto al agente proveedor de construcción.

3. REQUISITOS TÉCNICOS GENERALES DE LAS FIRMAS AUDITORAS

Las firmas auditoras interesadas en participar en los procesos de auditoría a los proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión que se ejecuten bajo mecanismos de Open Season, deben cumplir con los siguientes requisitos:

3.1. REQUISITOS GENERALES

a) Ser una persona jurídica, legalmente constituida, que incluya en su objeto social la prestación de los servicios de auditoría de proyectos de ingeniería, de conformidad con lo previsto en la legislación comercial.
b) Se podrán presentar firmas auditoras de manera independiente o por un número plural de ellas, en este último evento, se deberá conformar un consorcio o una unión temporal.
c) El consorcio o unión temporal deberá tener una duración mínima de 3 años posterior a la terminación del contrato de auditoría.

d) Los interesados que sean sociedades extranjeras sin sucursal establecida en Colombia, deberán designar un apoderado domiciliario en Colombia con el cumplimiento de los requisitos legales para tal fin, sin prejuicio del cumplimiento de los requisitos legales en caso de resultar seleccionada en algún proceso.
e) Cada interesado podrá inscribir más de un profesional en cada cargo, esto con el fin de tener varias opciones en caso de agotar la disponibilidad de alguno de ellos.
f) Los profesionales que cumplan requisitos para integrar un interesado podrán estar inscritos en más de una firma auditora que integre la lista, siempre que no se creen conflictos de interés ni se esté incurso en causal de inhabilidad o incompatibilidad por tal hecho. En el evento de resultar favorecido, los profesionales inscritos por esta firma auditora, podrán ser reemplazados por otros profesionales con conocimiento técnico y experiencia igual o superior al reemplazado.
g) No estar incursa en alguna de las causales de inhabilidad o incompatibilidad previstas en la Ley 80 de 1993, y en las demás normas que establezcan inhabilidades y/o incompatibilidades en el ejercicio de las funciones de auditoría, y las que las adicionen, modifiquen o complementen.
h) El Director de la auditoría deberá tener certificación en gerencia de proyectos PMP[1] vigente.
i) Cumplir con los indicadores financieros descritos a continuación:
   - ✓ Indicador de Liquidez: Activos Corrientes/Pasivos Corrientes. Este indicador debe ser mayor o igual a 1.0.
   - ✓ Indicador de Endeudamiento: Pasivos Totales/Activos Totales X 100. Este indicador debe ser inferior al 80%.

   Nota 1: Para el caso de los consorcios o uniones temporales, los integrantes deberán anexar la documentación aquí solicitada y cumplir de manera individual con los indicadores.
   Nota 2: Tratándose de personas jurídicas extranjeras, la acreditación se realizará conforme al régimen legal del país, respectivo.
j) Información LA-FT, según documentos en el Anexo 1.

3.2. REQUISITOS TÉCNICOS

3.2.1 Capacidad Técnica. El Interesado deberá acreditar una experiencia mínima de un (1) año en cada una de las especialidades descritas a continuación y de 8 años en conjunto, así:

i. Diseño de gasoductos o auditoria o interventoría en el diseño de gasoductos.
ii. Construcción de gasoductos y/o proyectos de incremento de capacidad de transporte en gasoductos (loop, estaciones compresores) o auditoría o interventoría en la construcción de gasoductos y/o proyectos de incremento de capacidad de transporte en gasoductos.
iii. Supervisión o auditoría a sistemas de gestión de calidad de proyectos de infraestructura.
iv. Asesoría en el licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura o auditoria de la implementación de planes de manejo ambiental que resulten del licenciamiento ambiental de proyectos de infraestructura.

3.2.2 Capacidad de personal El interesado deberá contar con el personal necesario y suficiente para garantizar el correcto desarrollo de su actividad. No obstante, se deben identificar un mínimo de responsables de áreas que son fundamentales para esta labor, los cuales deberán ser de planta propia de la empresa interesada y se presentan así:

i. Director de Auditoría: un (1) profesional universitario graduado, con certificación PMP vigente[2], con experiencia en dirección de Interventorías o Auditorías. Experiencia mínima de ocho (8) años.

[1] PMP: Project Management Professional – Profesional en Dirección de Proyectos
[2] La certificación deberá estar vigente tanto en el momento de evaluar la lista de Auditores, como –en el evento de resultar favorecido- la totalidad del desarrollo de la actividad de Auditoria.

ii. Un (1) ingeniero profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente o su equivalente en el extranjero, en las áreas de la ingeniería con experiencia en diseño y/o interventoría de diseño de gasoductos. Experiencia mínima de cinco (5) años.
iii. Un (1) ingeniero profesional universitario graduado con matrícula profesional vigente en las áreas de la ingeniería con experiencia en construcción o interventoría o auditoría en construcción de gasoductos y/o proyectos de incremento de capacidad de transporte en gasoductos. Experiencia mínima de cinco (5) años.
iv. Un (1) profesional con experiencia en licenciamiento ambiental o estructuración de estudios tendientes al licenciamiento ambiental o en auditoría o Interventoría al proceso de licenciamiento ambiental de gasoductos o poliductos o propanoductos. No serán válidas experiencias exclusivas en la interventoría y/o auditoria de la implementación de planes de manejo ambiental. Experiencia mínima de cinco (5) años específica.
v. Un (1) profesional con experiencia en sistemas de gestión integrales (calidad, medioambiente, seguridad y salud) de proyectos de infraestructura. Experiencia mínima de cinco (5) años.

4. DOCUMENTACIÓN PARA ACREDITACIÓN DE EXPERIENCIA ESPECÍFICA DE LAS FIRMAS AUDITORAS.

a) El Interesado deberá certificar y/o acreditar la experiencia mínima exigida en el numeral 3.2.1. Capacidad Técnica.
b) El interesado deberá presentar certificaciones y/o información detallada de las experiencias de los profesionales definidos en el numeral 3.2.2.
c) Certificación y/o acreditación del Director de Auditorías en PMP según lo descrito en el numeral 3.2.2.
d) Certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio del domicilio principal de la sociedad, con una vigencia menor a un (1) mes, en el cual se certifique sobre el objeto social vigente, de conformidad con lo previsto en la legislación comercial.
e) Si se trata de persona jurídica extranjera, deberá acreditar su existencia y representación legal conforme a la legislación de su país de origen, con documentos cuya expedición no sea superior a noventa (90) días calendario contados a partir de la fecha de solicitud de documentos.
f) Carta firmada por el representante legal de la sociedad, en donde certifique no estar incursa en alguna de las causales de inhabilidad o incompatibilidad previstas en la Ley 80 de 1993, y en las demás normas que establezcan inhabilidades y/o incompatibilidades en el ejercicio de las funciones de auditoría, y las que las adicionen, modifiquen o complementen.
g) Carta firmada por el representante legal de la sociedad, en donde certifique que no ha tenido relación contractual o relaciones de interés con la firma auditada en experiencias asociadas al objeto de este proceso, en el año inmediatamente anterior al de la realización de la auditoría.
h) Estados financieros auditados a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior a la contratación del auditor
i) Diligenciamiento y suscripción por el representante legal de la información contenida en el Anexo 1-Declaración y control de LA-FT.

4.2. Protocolo operativo aseguramiento metrológico equipos DPHC.

Comentarios generales. El Comité técnico del CNOGas revisó la necesidad de realizar nuevas pruebas a los equipos para medición de DPHC y muestreo de gas en campos seleccionados para tal fin. A continuación algunos hitos sobre este particular:

- ❑ En reunión realizada el pasado 29 de octubre del año en curso, el Comité Técnico contrastó los resultados de los análisis cromatográficos a muestras de gas realizados por el CDT del Gas y de las corridas con gas patrón a los equipos para medición de DPHC instalados en los campos Bullerengue, Corrales y La Paz.
- ❑ Como resultado de este análisis, el Comité revisó el Protocolo Operativo para aseguramiento metrológico de los equipos para medición de DPHC y acordaron que en próxima sesión realizará los ajustes.
- ❑ Se programó reunión para el 04 de diciembre de 2018 para: (i) Revisión y ajuste al Protocolo Operativo para Evaluación de Desempeño Sistemas de Análisis DPHC, (ii) Estructuración de la presentación a realizar en la sesión plenaria ordinaria CNOGas programada para el 12 de diciembre del año en curso.

A continuación la ponencia del Comité Técnico sobre este tema:

PROTOCOLO No 001 DE 2018

MEDICIÓN DE CALIDAD DE GAS NATURAL PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN GASODUCTOS – EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO PARA SISTEMAS DE ANÁLISIS DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO EN LÍNEA

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....2
2. OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN.....3
3. REFERENCIAS NORMATIVAS.....3
4. TERMINOLOGÍA.....4
5. PROCEDIMIENTO PARA EVALUACIÓN DE DESMPEÑO.....4
6. CONTROL METROLÓGICO.....14

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, de conformidad con lo establecido en la Ley 401 de 1997 y en el Artículo 21 del Decreto 2100 de 2011, y

CONSIDERANDO:

a) Que el CNOGas en consideración con lo previsto en el artículo 21 del Decreto 2100 de 2011 encargó a un Comité Técnico el desarrollo de un Protocolo Operativo tendiente a normalizar aspectos técnicos-operativos relacionados con el aseguramiento metrológico de los equipos para medición de Dew Point de Hidrocarburos (DPHC).

b) Que en la Resolución CREG 077 de 1999, Reglamento único de Transporte, RUT, se contemplan aspectos generales como el método de medición (espejo enfriado automático), sin embargo, aspectos particulares del sistema como: condiciones de instalación de los equipos, gases de referencia y la exactitud que debe presentar el sistema no son considerados.

c) Que a partir del año 2017 el Comité Técnico dio inicio a un programa para la evaluación del impacto de diferentes parámetros operativos, de instalación y configuración en el desempeño metrológico de los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo en línea.

d) Que el programa desarrollado por el Comité Técnico consideró la compra de gases patrones certificados (Material de Referencia), pruebas en campo de equipos para medición de DPHC y muestreo

de gas para análisis cromatográficos en los campos de La Guajira, Cusiana, Cupiagua, Bullerengue, La Paz y Caramelo.

e) Que en la reunión plenaria ordinaria CNOGas No 147 realizada el 12 de diciembre de 2018 el Consejo aprobó la propuesta presentada (ponencia) por los miembros del Comité Técnico descrita en el presente Protocolo.

ACUERDA:

1. INTRODUCCIÓN

Los aspectos regulatorios y técnicos disponibles para la industria en materia de medición de calidad de gas natural, particularmente en lo que respecta a medición y control de punto de rocío de hidrocarburos en aplicaciones de transferencia de custodia entre productores y transportadores, se encuentran contemplados en el capítulo 6 del Reglamento Único de Transporte (RUT) publicado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en 1999.

De manera general, el capítulo 6 del RUT establece que el punto de rocío de hidrocarburo gas natural entregado por el productor al transportador no puede superar el valor de 45°F (aproximadamente 7,2 °C), para cualquier presión de entrega; dejando al Transportador la responsabilidad de monitorear dicho parámetro y eventualmente rechazar el gas recibido si no cumple con el límite definido, considerando las diferentes consecuencias que dicho rechazo podría ocasionar para los agentes. Por otro lado, en cuanto a las consideraciones técnicas para la medición de punto de rocío de hidrocarburo la regulación contempla aspectos generales como el método de medición (espejo enfriado automático), sin embargo, aspectos particulares del sistema como: condiciones de instalación de los equipos, gases de referencia y la exactitud que debe presentar el sistema no son considerados.

En consideración a lo anterior, en el año 2017 el Consejo Nacional de Operaciones de Gas Natural (CNO-Gas) a través de su Comité Técnico de Medición, el cual está integrado por especialistas de medición de las empresas miembro, dio inicio a un programa para la evaluación del impacto de diferentes parámetros operativos, de instalación y configuración en el desempeño metrológico de los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo en línea. El objetivo principal del programa fue la validación de las prácticas actuales de la industria con el fin de establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir los sistemas a través de la aplicación de un “Protocolo Operativo de Prueba” desarrollado por el Comité Técnico de Medición, validando a partir de los resultados de campo obtenidos el error máximo permisible aplicable a los sistemas con la finalidad de garantizar para las partes la confiabilidad de las mediciones obtenidas.

El presente documento está basado en el “Protocolo Operativo de Prueba” desarrollado para la evaluación de desempeño de analizadores de punto de rocío de hidrocarburos, así como en los resultados obtenidos de su aplicación en campo. En total fueron siete (7) puntos de transferencia de custodia (Productor-Transportador) en los cuales se aplicó el “Protocolo Operativo de Prueba”; dichos puntos son una muestra representativa de los diferentes sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, considerando entre otros variedad de analizadores instalados, configuraciones y características del gas que miden, permitiendo de esta forma hacer extensivos los resultados a otros sistemas.

Considerando que la regulación contempla la posibilidad de seleccionar estándares de mayor exactitud a utilizar como método de referencia para los analizadores de punto de rocío de hidrocarburo, el documento descrito a continuación presenta una metodología aplicable en la inspección y verificación de sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, con la finalidad de determinar su desempeño e idoneidad para ser usado en aplicaciones de transferencia de custodia de gas natural.

2. OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN

2.1 El presente documento establece las especificaciones técnicas y los procedimientos que son aplicables en la evaluación del desempeño de sistemas de análisis en línea del punto de rocío hidrocarburos que permita garantizar la confiabilidad de las mediciones obtenidas por estos sistemas, a través de la verificación del cumplimiento del error máximo permisible aplicable.

2.2 El alcance del presente documento se circunscribe a sistemas de análisis de punto de rocío de gas natural que emplean el método de espejo enfriado automático y que se encuentran instalados en sistemas de transferencia de custodia de gas natural, entre productor-transportador o transportador-transportador, independiente de la marca y configuración del mismo.

2.3 Para la aplicación del presente documento se considera parte del sistema de análisis de punto de rocío de gas natural los siguientes elementos:

- Analizador de espejo enfriado automático.
- Materiales de referencia (MR) certificados.
- Sistema de muestreo y líneas de conducción tanto de la muestra como del material de referencia (MR) certificado.
- Sistema de acondicionamiento de muestra: regulación, calentamiento y filtración.

2.4 Este procedimiento no aplica para la evaluación de desempeño de métodos numéricos empleados en la determinación de punto de rocío de hidrocarburo.

2.5 Para efectos de conversión de unidades en la aplicación de este procedimiento, se deben utilizar los factores de conversión del apéndice B del NIST Special Publication 811.

3. REFERENCIAS NORMATIVAS

Los siguientes documentos normativos referenciados son indispensables para la aplicación de este documento. Para referencias fechadas, se aplica únicamente la edición citada. Para referencias no fechadas, se aplica la última edición del documento normativo referenciado (incluida cualquier corrección).

ASTM D1142, Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature.

ASTM D3764, Standard Practice for Validation of the Performance of Process Stream Analyzer Systems.

ASTM D5503, Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation.

ISO 10715, Natural gas. Sampling guidelines.

ISO 10723, Natural gas - performance evaluation for analytical systems.

ISO 6141, Gas analysis - Contents of certificates for calibration gas mixtures.

ISO 6142, Gas analysis - Preparation of calibration gas mixtures - Part 1: Gravimetric method for Class I mixtures.

API MPMS 14.1, Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14 – Natural gas Fluids Measurement, Section 1-Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer.

OIML D-10, Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments.

NIST Special Publication 811 “Guide for the Use of the International System of Units (SI)”

GTC 51. Guía para la estimación de incertidumbre.

BIPM JCGM106:2012. Evaluation of measurement data-the role of measurement Uncertainty in conformity assessment

4. TERMINOLOGÍA

Temperatura de punto de rocío de hidrocarburo: 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.

Temperatura cricondentérmica: Caso especial de punto de rocío de hidrocarburos en una corriente de gas natural, cuya estimación se obtiene mediante la utilización de métodos muy detallados.

Analizador en línea de punto de rocío de hidrocarburo: Instrumentos necesarios para medir de forma automática y continua la temperatura de punto de rocío de hidrocarburo de una corriente de gas natural empleando técnicas de muestreo continuas.

Sistema para análisis en línea de punto de rocío de hidrocarburo:
Conjunto de elementos que son requeridos para obtener, registrar y transmitir la indicación de temperatura de punto de rocío de hidrocarburo de una corriente de gas natural, incluye sistema de muestreo, unidad de acondicionamiento de muestra, analizador en línea de punto de rocío de hidrocarburo y gases de referencia para la verificación periódica del analizador.

Error máximo permisible: Valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido en esta norma para una medición, instrumento o sistema de medida dado.

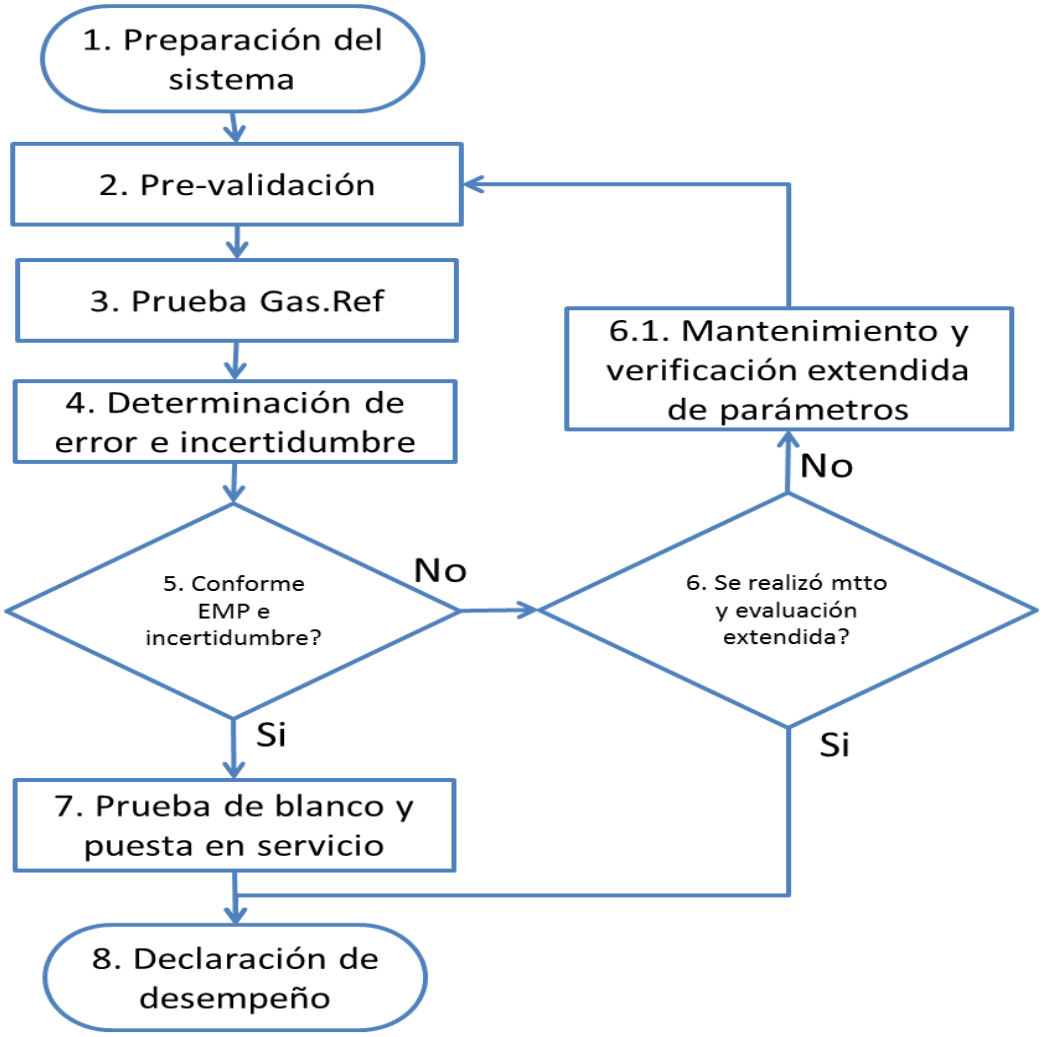
Material de referencia: Material suficientemente homogéneo y estable con respecto a propiedades especificadas, establecido como apto para su uso previsto en una medición o en un examen de propiedades nominales.

Material de referencia certificado: Material de referencia acompañado por la documentación emitida por un organismo autorizado, que proporciona uno o varios valores de propiedades especificadas, con incertidumbres y trazabilidades asociadas, empleando procedimientos válidos.

5. PROCEDIMIENTO PARA EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

En la figura 1 se encuentra un diagrama de flujo con el procedimiento a seguir para lograr el objetivo de evaluación de desempeño de los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, lo cual comprende de manera general tres etapas.

Figura 1. Diagrama de flujo – Procedimiento de inspección y verificación



- Etapa de Inspección del sistema, correspondiente al numeral 1 de la figura 1. Mediante el desarrollo de esta etapa se busca establecer si el analizador, la instalación, configuración y condiciones operativas, se encuentran conformes de acuerdo con los estándares técnicos aplicables en cada aspecto. Con el cumplimiento de estos requerimientos se busca mantener bajo control los diferentes parámetros que podrían influir en la calidad de los resultados obtenidos.

- Etapa de toma de datos de prueba, cálculo y estimación de parámetros de desempeño, correspondiente a los numerales 2 al 4 de la figura 1. La aplicación de los numerales mencionados permiten obtener de manera sistemática y estructurada los resultados de medición del analizador que serán empleados posteriormente para la evaluación del desempeño.

- Etapa de verificación y declaración del desempeño del sistema, numerales 5 al 8 de la figura 1. Posterior a la recopilación de los resultados de prueba se realiza la evaluación del desempeño del sistema mediante comparación con los criterios de verificación aceptados (error máximo permisible), considerando etapas

intermedias de mantenimientos y verificación extendida de parámetros. Con el desarrollo de esta etapa se debe obtener una declaración de conformidad del sistema de análisis para la aplicación de medición de punto de rocío de gas natural en transferencia de custodia.

A continuación se describen cada uno de los numerales del procedimiento de inspección y verificación.

5.1 Etapa de inspección del sistema

Un sistema de análisis incorpora una selección y configuración de elementos complementarios aparte del analizador, por tal motivo se debe tener en cuenta que para la obtención confiable de una propiedad física o química representativa debe involucrar la totalidad de los elementos que conforman el sistema, entre los cuales se encuentran: sistema de muestreo, línea de conducción de la muestra, acondicionador de muestra, instrumentación, hardware, software e indicación.

En consideración a lo anterior, la aplicación del presente documento requiere que el sistema de análisis opere bajo condiciones específicas que incluyen el cumplimiento de los siguientes aspectos:

- Códigos eléctricos y de seguridad.
- Recomendaciones del fabricante.
- Condiciones operativas especificadas por el fabricante.
- Algoritmos de cálculo.
- Programas de mantenimiento y verificación.

A continuación se relacionan los diferentes parámetros a tener en cuenta en el proceso de preparación del analizador considerando los siguientes elementos: instalación, sistema de muestreo, configuración y gases de referencia. Los parámetros y condiciones encontradas en el proceso de preparación del sistema de análisis se deben registrar adecuadamente.

5.1.1 Instalación y configuración del analizador.

Con respecto a la instalación del analizador, durante la etapa de preparación del sistema de análisis se debe verificar y registrar los siguientes parámetros, considerando en cada caso las recomendaciones del fabricante:

- Flujo de la muestra.
- Flujo de la línea de purga.
- Presión de operación.
- Temperatura ambiente de operación.
- Tiempo de análisis configurado para la prueba (debe ser inferior a 15 minutos).

Si alguno de los parámetros mencionados no se encuentra dentro de los límites establecidos por el fabricante, se debe proceder con el ajuste correspondiente y realizar el registro correspondiente de los valores, tanto antes como después de ajuste.

Adicional a los parámetros de configuración relacionados anteriormente, durante la etapa de preparación del sistema de análisis se deben registrar las siguientes condiciones operativas del analizador, según se encuentren disponibles en la interfaz de comunicación del equipo:

- Lecturas iniciales para los parámetros de medición, tanto temperaturas de punto de rocío como las presiones correspondientes.
- Estado de los filtros. En caso de requerirse cambio de los mismos por tiempo de uso o por evidencia de suciedad, no se debería continuar con la aplicación del protocolo hasta que las condiciones de los elementos no se hayan mejorado.
- Temperaturas en calentador y espejo.
- Estado de las alarmas de mayor impacto en la medición del equipo.
- Condición de funcionamiento de sensor de presión, el cual se verificará con una prueba de cero y debe encontrarse en los límites de exactitud del fabricante.

5.1.2 Sistema de muestreo.

El sistema de muestreo conformado por: toma muestra, válvulas, líneas de conducción de muestra, unidad de acondicionamiento, reguladores, filtros, manómetros, etc., debe cumplir los requisitos establecidos en API MPMS 14.1 “Natural Gas Fluids Measurement, Section 1: Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer” y/o ISO 10715 “Natural gas -- Sampling guidelines”.

En la tabla 1 se relacionan los parámetros más relevantes que se deben evaluar en la etapa de preparación del sistema de análisis del sistema de muestreo, considerando el respectivo valor requerido por la normativa aplicable; los valores encontrados en campo durante la verificación deben ser registrados adecuadamente.

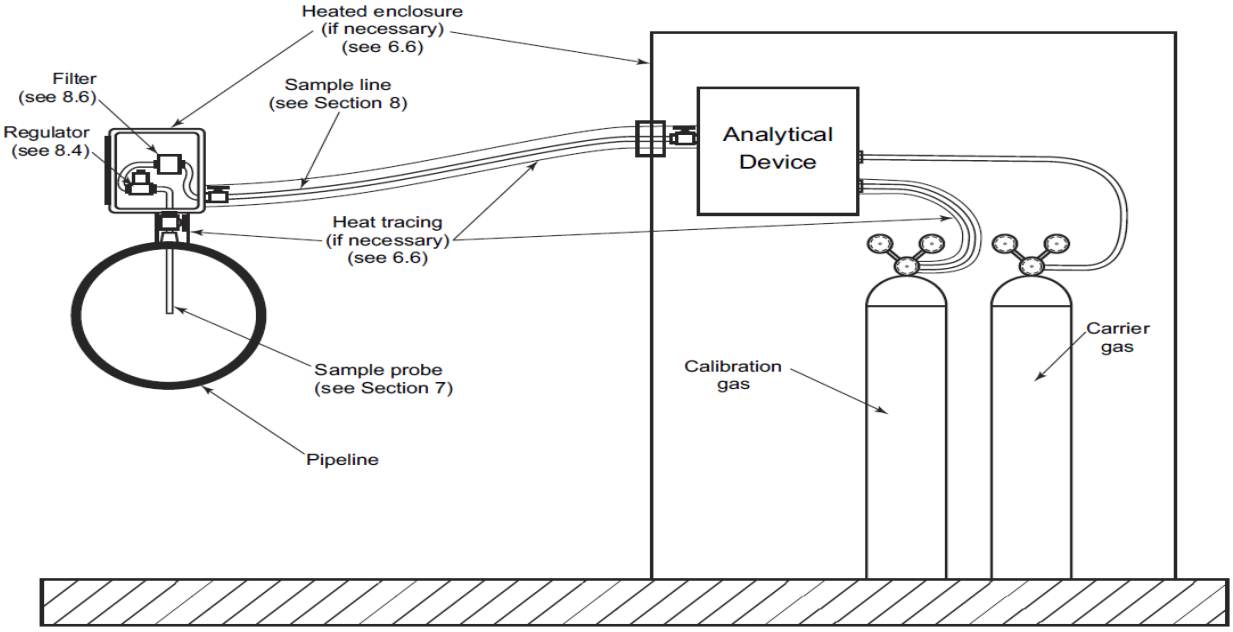
Tabla 1. Verificación sistema de muestreo

Parámetro	Valor requerido
La sonda de muestreo debe estar ubicada como mínimo 5D aguas abajo de la singularidad más cercana.	5D aguas abajo.
Longitud de inserción de la sonda dentro de la tubería, según API 14.1, numeral 8.1.	1/3 – 2/3 del diámetro de la tubería.
Longitud de la sonda, según API 14.1, numeral 7.4.1.	Ecuación numeral API 14.1 numeral 7.4.1
Sistema de muestreo debe contar con regulación calentada a una temperatura mínima de 75°F, la cual puede estar instalada con el analizador o en el punto de muestreo. Para el caso en el cual se haga la regulación con calentamiento en el punto de muestreo se debe colocar al tubing un sistema que garantice la temperatura de mínimo 75°F a la entrada del analizador.	Temperatura mínima a la entrada del analizador de 75°F.
El regulador de presión deberá cumplir con las recomendaciones del fabricante del analizador cuando éste forma parte integral del equipo. Cuando el regulador es externo al analizador, deberá garantizar una presión de salida dentro de los límites establecidos para la presión regulada, considerando las condiciones de presión de línea y de caudal requerido por el sistema (Flujo de	El regulador de presión deberá cumplir con las recomendaciones del fabricante del analizador.

Parámetro	Valor requerido
muestra y by-pass).	
La longitud máxima de las líneas de tubing debe garantizar una muestra representativa en el analizador del gas que pasa por la tubería, siguiendo lo establecido en API 14.1, numeral 8.1.	Garantizar el tiempo en el cual la muestra representativa llega al equipo para su análisis.

En la figura 2 se encuentra la configuración típica de un sistema de muestreo continuo de gas para análisis en línea.

Figura 2. Configuración típica sistema de muestreo de gas en línea



5.1.3 Presión regulada.

La presión con la cual se regula la muestra de gas que llega al analizador debe ser tal que permita la medición de temperatura de punto de rocío cercana al punto cricondentérmico del gas, con una diferencia teórica que no puede ser mayor a 1°F (1,8°C).

En la tabla 2 se relacionan los diferentes parámetros que se deben verificar cuando se está validando la presión regulada en un sistema de análisis durante la etapa de preparación del sistema. Los valores obtenidos en campo para cada uno de los parámetros deben ser registrados adecuadamente.

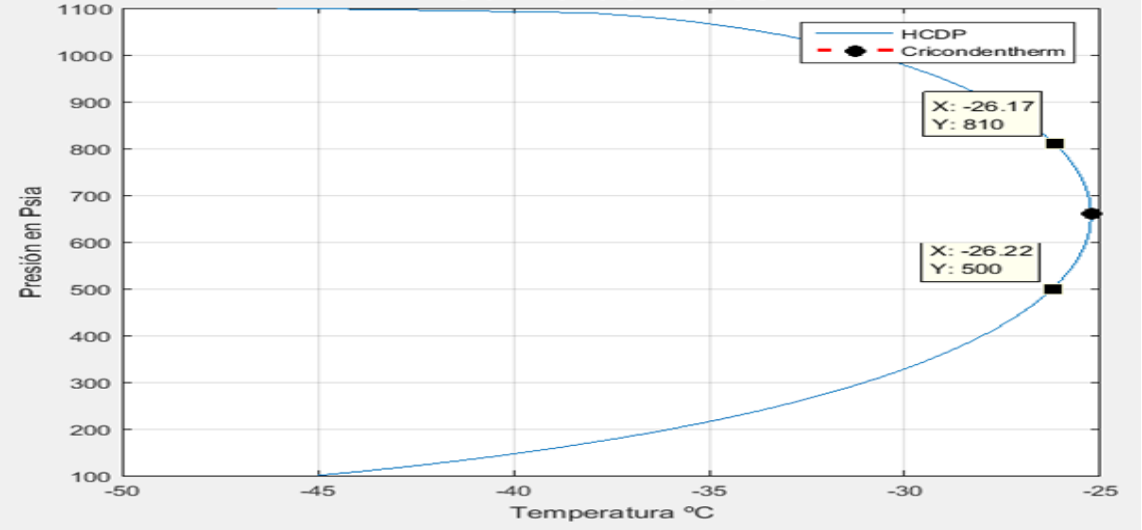
Tabla 2. Verificación presión regulada

Parámetro	Valor requerido
El método empleado para la validación de la Temperatura cricondentérmica y su correspondiente presión de regulación se realizará empleando SRK como ecuación de estado y cromatografía extendida como entrada.	SRK (ecuación de estado) y cromatografía extendida.
El intervalo de presión seleccionado para la regulación a la entrada del analizador debe permitir cálculo teórico de la	Verificación en campo empleando diagrama de

Parámetro	Valor requerido
temperatura cricondentérmica con una variación máxima menor a un 1°F (1.8°C).	fase correspondiente (ver Figura 3).
La presión media para el ajuste del sistema de regulación debe ser validada con una frecuencia anual.	Valor medio de presión ajustado.

La figura 3 se muestra como ejemplo un esquema de la selección del margen de presión que podría utilizarse (entre 500 y 810 psia) para que la diferencia teórica entre el punto de rocío de hidrocarburo a la presión seleccionada y el punto cricondentérmico sea inferior a 1°F (1,8°C).

Figura 3. Diagrama de fase – selección de presión regulada



5.1.4 Gases de referencia

En la tabla 3 se encuentran los parámetros que deben evaluarse en la etapa de preparación del sistema de análisis con respecto al gas de referencia empleado en la verificación del analizador. Los valores encontrados en campo durante la verificación deben ser registrados adecuadamente.

Adicionalmente, se deben registrar los aspectos más importantes que identifican el gas de referencia: proveedor, serial cilindro, identificación certificado, fecha de fabricación, periodo de validez, temperatura cricondentérmica, etc.

Tabla 3. Verificación gas de referencia

Parámetro	Valor requerido
La presión máxima de llenado del cilindro debe ser tal que durante su transporte, almacenamiento y uso no se presente condensación.	No condensación. Verificado a través de diagrama de fase.
Si la regulación con calentamiento no se realiza a la entrada del analizador, se debe regular y calentar dicha muestra hasta mínimo 75°F.	75°F
El nivel de exactitud para GN sintético debe ser similar al establecido en NTC 6167 para los gases a emplear en los cromatógrafos.	NTC 6167 o GPA 2198.

Parámetro	Valor requerido
El gas de referencia debe ser preparado de acuerdo con ISO 6142 y certificado de acuerdo con los lineamientos dados en ISO 6141.	ISO 6141 e ISO 6142
El certificado del gas de referencia debe contar con el valor de temperatura cricondentérmica aplicando la ecuación de estado SRK.	Valor de temperatura cricondentérmica certificado
El certificado debe contar con unidades en sistema inglés (Ej. BTU´s, PIES^3, °F, PSIG) y las condiciones de referencia deben ser: 14,65 PSIA y 60°F.	Sistema inglés y @ condiciones
El gas de referencia debe encontrarse en su periodo de validez al momento de desarrollar las pruebas.	Gas de referencia válido para su uso durante las pruebas
La temperatura cricondentérmica del gas de referencia debe permitir una adecuada medición en los analizadores sin comprometer la integridad del gas por condensación.	Temperatura cricondentérmica entre 0 y 10°F

Si el gas de referencia no cumple con la totalidad de los parámetros relacionados en la tabla no se debería emplear en la ejecución de las etapas posteriores.

5.2 Etapa de toma de datos de prueba, cálculo y estimación de parámetros de desempeño

Una vez que se ha verificado la conformidad de los diferentes elementos que conforman el sistema de medición de punto de rocío de hidrocarburo, se procede con la etapa de toma de datos, la cual considera prevalidación y registro de datos con gas de referencia.

5.2.1 Prevalidación

Cuando un analizador es instalado inicialmente y después de haberse realizado un mantenimiento mayor, se debe realizar una prueba de diagnóstico para demostrar que el analizador cumple las especificaciones del fabricante o las condiciones de desempeño históricas. Esta prueba de diagnóstico puede requerir el ajuste del analizador para proporcionar un nivel de respuesta predeterminado de acuerdo con el material de referencia empleado. El ajuste puede realizarse mediante Hardware, Software, o la combinación de los dos.

En un sistema que se encuentra en operación, el diagnóstico puede realizarse mediante una prueba de blanco, para lo cual se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Se debe emplear nitrógeno grado 5 como blanco. No se debe emplear gas con calidad diferente debido a que esto puede alterar considerablemente el resultado de las mediciones.
- Permitir un periodo de estabilización en el cual el nitrógeno debe fluir a través del analizador por un tiempo de entre 30 a 40 minutos, la presión con la cual ingresa el nitrógeno al analizador debe encontrarse entre 30 y 50 psig.
- Una vez transcurrido el periodo de estabilización, se deben registrar las lecturas de temperatura de rocío entregadas por el analizador.
- Si en tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas se obtienen valores inferiores a 14°F (-10°C) se da por terminada la prueba de diagnóstico con resultado Satisfactorio y se procede con la prueba con gas de referencia.

- Si las tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas presentan valores superiores a 14°F (-10°C) se da por finalizada la prueba con resultado No Satisfactorio. En tal caso se deberá proceder a realizar un mantenimiento del analizador considerando las recomendaciones del fabricante.

Los resultados correspondientes a las pruebas de diagnóstico en la etapa de prevalidación deben ser registrados adecuadamente, indicando si fue necesario realizar alguna etapa de ajuste con gas de referencia o mantenimiento de los elementos sensores.

5.2.2 Prueba con gas de referencia

Una vez la prevalidación del sistema de análisis entrega resultados satisfactorios durante la prueba de diagnóstico se procede con el desarrollo de la prueba con gas de referencia.

En el desarrollo de las pruebas con gas de referencia se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- El gas de referencia a emplear debe haberse validado con resultados satisfactorios de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.1.4.
- La conexión del gas de referencia al analizador se debe realizar teniendo en cuenta las consideraciones de regulación de presión descritas en el numeral 5.1.3.
- Se debe mantener el gas de referencia instalado lo más cerca posible al analizador.
- Ajustar el flujo de gas de referencia al analizador de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, buscando el mínimo flujo que permita una operación confiable del analizador optimizando la cantidad de gas disponible en el cilindro.
- Registrar adecuadamente los parámetros iniciales de prueba: flujo de gas de referencia al analizador, presión en el cilindro de gas de referencia y presión regulada.
- Permitir el paso de gas de referencia a través del analizador confirmando que el equipo se encuentra operativo.
- Tomar mínimo 5 lecturas de temperatura de rocío de hidrocarburo entregadas por el analizador, así como la presión de gas correspondiente; dichos valores deben ser registrados 3 verificando que se haya identificado inequívocamente el gas de referencia asociado a estos resultados.
- De las lecturas tomadas, las primeras 2 serán consideradas como periodo de estabilización y por lo tanto no se tendrán en cuenta para la evaluación estadística posterior.

5.2.3 Cálculo de error de medición y estimación de incertidumbre asociada

Una vez recopilados los datos de la prueba, se realiza el proceso de tratamiento de dichos datos con la finalidad de determinar los errores promedio de medición y estimación de la incertidumbre asociada a dicho error. En esta etapa se deben considerar las siguientes recomendaciones:

- **Error de medición promedio:** el error de medición promedio se debe evaluar con los datos considerados como válidos tomados después del periodo de estabilización, para este cálculo se deben contar con mínimo tres (3) registros del analizador. El error debe indicarse en términos absolutos en unidades de temperatura, por ejemplo °F, se evalúa como la diferencia entre la indicación del analizador y el valor de referencia calculado para el gas de referencia a las condiciones de presión en las que se realizó la prueba.

- **Incertidumbre asociada al error de medición promedio:** En la estimación de la incertidumbre se deben seguir los lineamientos establecidos en la GTC 51 “Guía para la estimación de incertidumbre”, teniendo en cuenta las siguientes fuentes de incertidumbre:

    - Repetibilidad en la indicación del analizador (desviación estándar de las lecturas).

- Resolución en la indicación del analizador.
- Exactitud de medida declarada por el fabricante del analizador.
- Incertidumbre asociada al método de espejo enfriado (0,5°F de acuerdo con ASTM D1142).
- Incertidumbre asociada al método (RSK) empleado para la determinación del punto de rocío de referencia a partir de la cromatografía del gas (típicamente 1°F).
- Incertidumbre asociada con la determinación del punto de rocío de referencia debido a la incertidumbre en la preparación del gas (típicamente 1°F si se consideran las condiciones establecidas en 5.1.4).

Como alternativa para la estimación de la incertidumbre se podrá emplear un enfoque aproximado considerando la combinación cuadrática de las diferentes fuentes de incertidumbre mencionadas anteriormente.

5.3 Etapa de verificación y declaración de desempeño del sistema

Esta etapa del proceso de evaluación de desempeño para los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, consiste en verificar si el error promedio de indicación del analizador se encuentra dentro del límite de error máximo permisible aplicable para el control del parámetro de calidad de gas. A partir de la verificación del error máximo permisible se busca contar con una declaración de desempeño del analizador en la cual se pueda expresar la idoneidad del sistema para ser empleado en aplicaciones de transferencia de custodia.

5.3.1 Error máximo permisible

El error máximo permisible (EMP) que podría ser razonablemente atribuible en el proceso de verificación de sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburos en gas natural empleando el método de espejo enfriado automático bajo las condiciones establecidas en el presente documento es 6°F.

En el proceso de verificación del error máximo permisible se debe tener en cuenta que la incertidumbre asociada al error promedio de indicación del analizador no debe ser superior a 1/3 del error máximo permisible.

5.3.2 Mantenimiento y evaluación de parámetros

Si como resultado del proceso de verificación el desempeño del sistema de análisis no permite dar cumplimiento al requisito de error máximo permisible (EMP), se debe proceder a realizar el mantenimiento y limpieza de los diferentes elementos que conforman el sistema de análisis y que se encuentran en contacto con la muestra de gas natural. Entre los elementos a verificar se encuentran los siguientes:

- **Sistemas de filtración:** de requerirse se debe realizar cambio de los elementos filtrantes empleados para el acondicionamiento de la muestra.
- **Celdas de medición:** debido al contacto permanente de las celdas de medición con el gas natural, se puede presentar contaminación de las mismas; el proceso de limpieza de estas celdas debe ser realizado por personal calificado.
- **Sistema de regulación:** debido al potencial de condensación que se presenta en la etapa de regulación de las muestras de gas, se debe verificar que los elementos se encuentren libres de cualquier líquido, comprobando adicionalmente que el sistema de calentamiento de la muestra funciona adecuadamente.

Adicional al mantenimiento y limpieza de los elementos, se debe realizar una verificación extendida de los parámetros operativos del analizador, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- **Suministro eléctrico:** Se debe confirmar que el analizador se encuentre operando dentro de los límites seguros definidos por el fabricante, considerando entre otros, no solo nivel de voltaje sino también calidad de la energía suministrada.

En general, se debe realizar la evaluación de los diferentes parámetros operativos del sistema para descartar factores que puedan estar afectando el desempeño del analizador.

5.3.3 Prueba de blanco y puesta en servicio

Si como resultado del proceso de verificación del desempeño del sistema de análisis se da cumplimiento al requisito de error máximo permisible (EMP), se procede a realizar la prueba de blanco en el analizador con la finalidad de purgar cualquier residuo de gas de referencia que pueda afectar las lecturas del gas de línea, la prueba de blanco es similar a la prueba de descrita en la etapa de prevalidación, la cual considera los siguientes aspectos:

- Se debe emplear nitrógeno grado 5 como blanco. No se debe emplear gas con calidad diferente debido a que esto puede alterar considerablemente el resultado de las mediciones.
- Permitir un periodo de estabilización en el cual el nitrógeno debe fluir a través del analizador por un tiempo de entre 30 a 40 minutos, la presión con la cual ingresa el nitrógeno al analizador debe encontrarse entre 30 y 50 psig.
- Una vez transcurrido el periodo de estabilización, se deben registrar las lecturas de temperatura de rocío entregadas por el analizador.
- Si en tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas se obtienen valores inferiores a 14°F (-10°C) se da por terminada la prueba de blanco con resultado Satisfactorio y se procede con la prueba con gas de línea.
- Si las tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas presentan valores superiores a 14°F (-10°C) se da por finalizada la prueba con resultado No Satisfactorio. En tal caso se deberá proceder a realizar un mantenimiento del analizador considerando las recomendaciones del fabricante.

Considerando que las pruebas se desarrollan sobre analizadores en línea que hacen parte de sistemas de transferencia de custodia, se debe garantizar que al finalizar el desarrollo de las actividades el sistema de análisis de punto de rocío de hidrocarburo se encuentra operativo, con los parámetros recomendados por el fabricante y reportando señales a los agentes respectivos.

Como parte del protocolo de puesta en servicio del sistema de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, se deben registrar adecuadamente los diferentes parámetros operativos con los cuales se deja en funcionamiento.

5.3.4 Declaración de desempeño

Si fueron obtenidos resultados satisfactorios en los procesos de inspección de los elementos que conforman el sistema (numeral 5.1) y en los procesos de verificación tanto del error máximo permisible como de la incertidumbre asociada (numeral 5.3.1), se procede a declarar el desempeño considerando que el sistema de análisis es conforme para la aplicación de medición de punto de rocío de hidrocarburo en puntos de transferencia de custodia de gas natural entre Productor-Transportador o Transportador-Transportador (según aplique).

De lo contrario, el sistema de análisis se declara como No Conforme.

6. CONTROL METROLÓGICO

La evaluación del desempeño de los analizadores se debe realizar al inicio de las operaciones de un punto de transferencia de custodia y siempre después de un mantenimiento mayor de los sistemas o una parada prolongada de los mismos.

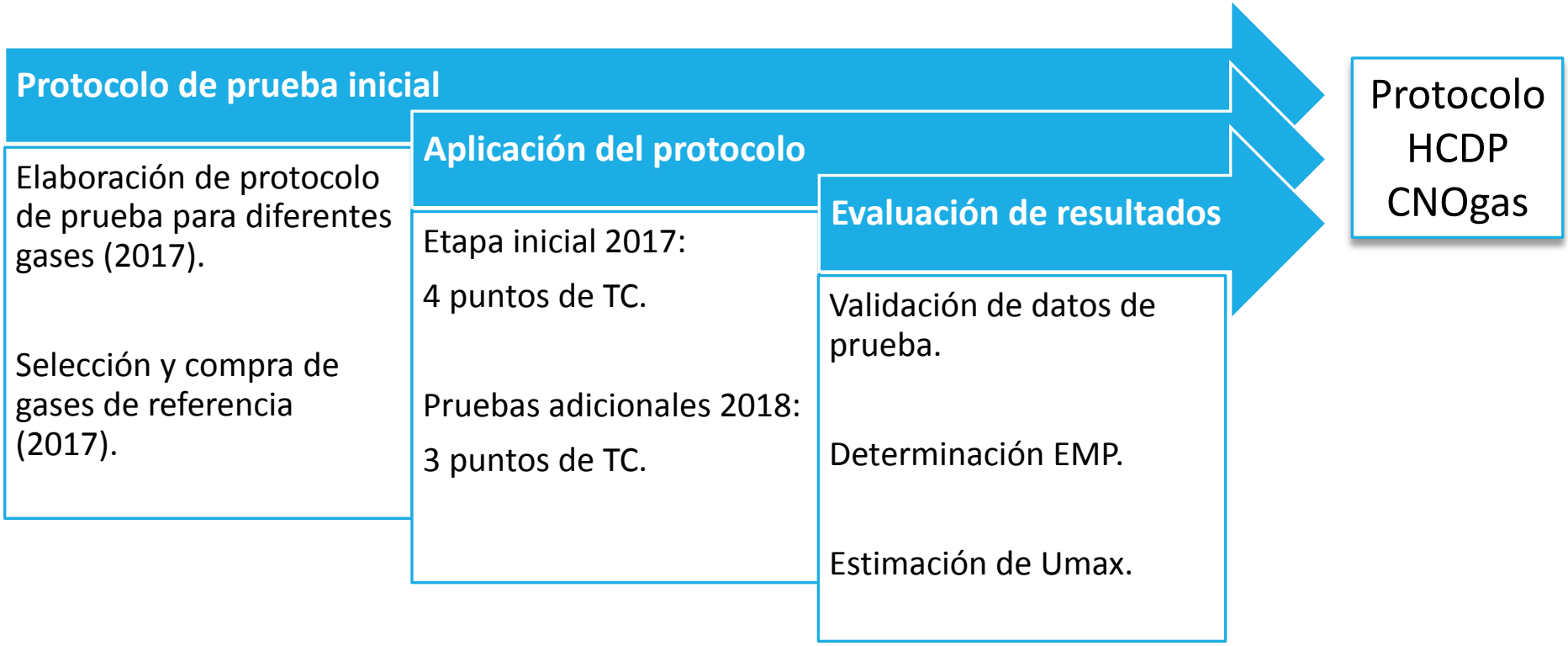
De manera periódica la evaluación de desempeño de los sistemas para análisis de punto de rocío de hidrocarburo en sistemas de transferencia de custodia debería realizarse con una frecuencia comprendida entre una vez por mes y una vez cada seis meses, como máximo, siguiendo los lineamientos establecidos en la OIML D-10 para la determinación de la frecuencia de calibración.

PONENCIA COMITÉ TÉCNICO CNOGas

MEDICIÓN DE CALIDAD DE GAS NATURAL PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN GASODUCTOS – EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO PARA SISTEMAS DE ANÁLISIS DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO EN LÍNEA

Bogotá, 12 de diciembre de 2018

Antecedentes



Objeto y campo de aplicación

Objeto

Establecer las especificaciones técnicas y los procedimientos que son aplicables en la evaluación del desempeño de sistemas de análisis en línea del punto de rocío hidrocarburos que permita garantizar la confiabilidad de las mediciones obtenidas por estos sistemas, a través de la verificación del cumplimiento del error máximo permisible aplicable.

Alcance

El alcance del presente documento se circunscribe a sistemas de análisis de punto de rocío de gas natural que emplean el método de espejo enfriado automático y que se encuentran instalados en sistemas de transferencia de custodia de gas natural, entre productor-transportador o transportador-transportador, independiente de la marca y configuración del mismo.

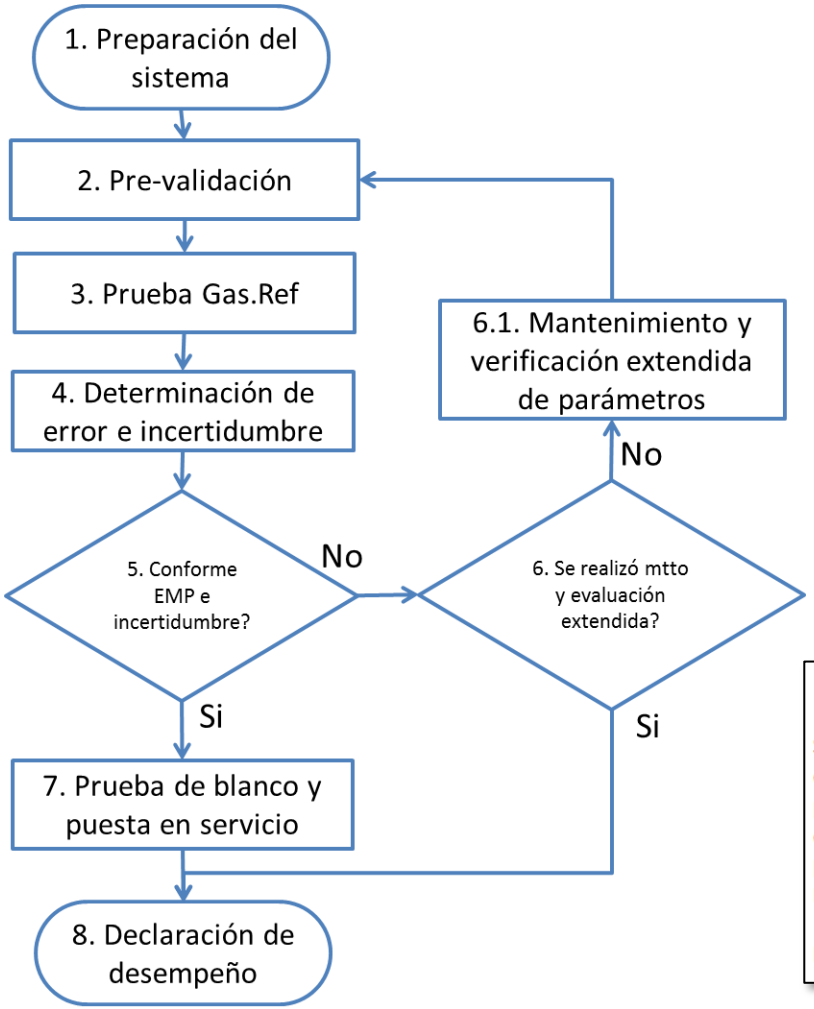
Elementos

Para la aplicación del presente documento se considera parte del sistema de análisis de punto de rocío de gas natural los siguientes elementos: analizador de espejo enfriado automático, materiales de referencia (MR) certificados, sistema de muestreo y líneas de conducción tanto de la muestra como del material de referencia (MR) certificado, sistema de acondicionamiento de muestra: regulación, calentamiento y filtración.

No incluido

Este procedimiento no aplica para la evaluación de desempeño de métodos numéricos empleados en la determinación de punto de rocío de hidrocarburo.

Procedimiento



- Etapa de Inspección del sistema (1).
- Etapa de toma de datos de prueba, cálculo y estimación de parámetros de desempeño (2-4).
- Etapa de verificación y declaración del desempeño del sistema (5-8)

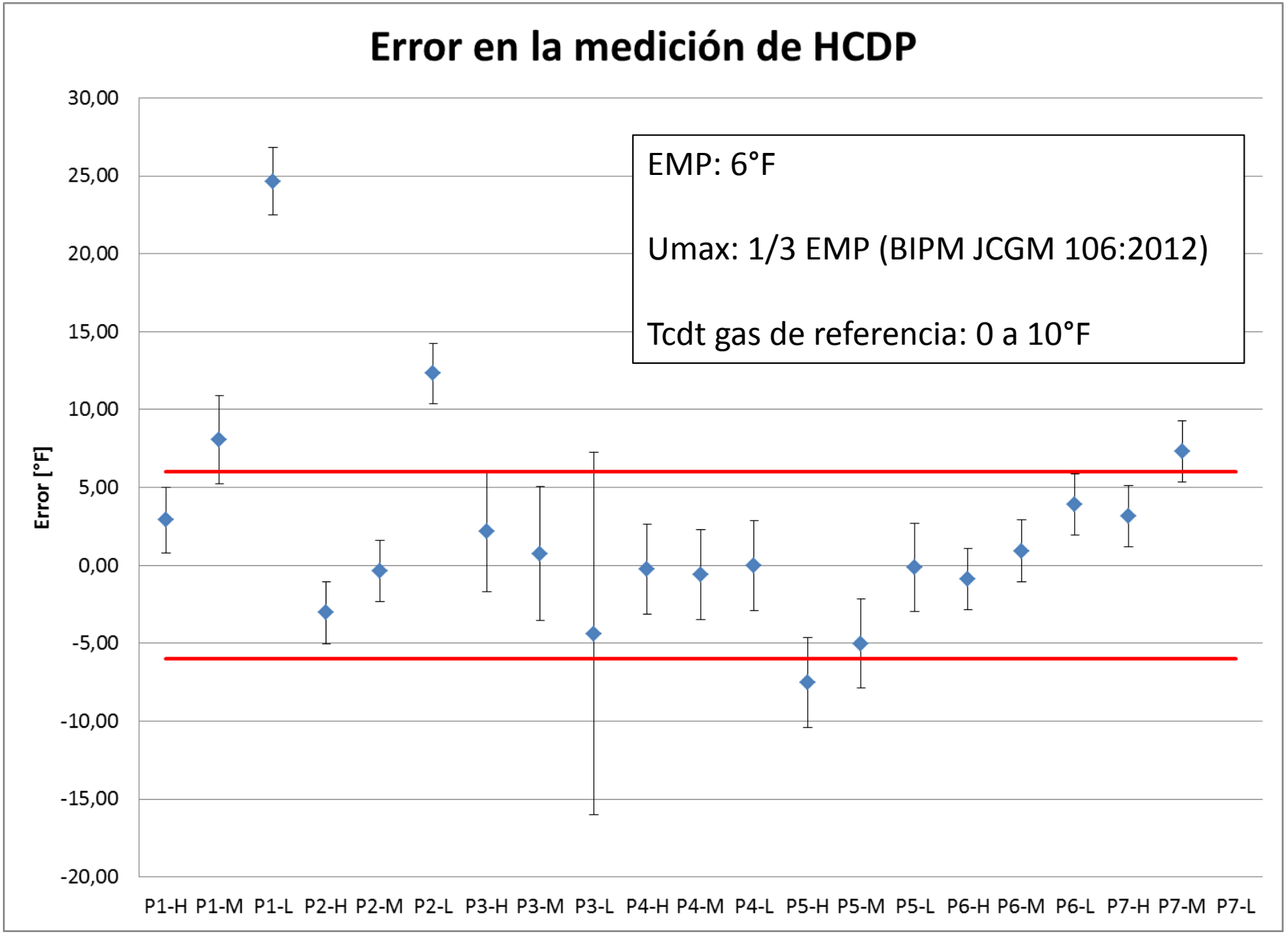
5.3.4 Declaración de desempeño

Si fueron obtenidos resultados satisfactorios en los procesos de inspección de los elementos que conforman el sistema (numeral 5.1) y en los procesos de verificación tanto del error máximo permisible como de la incertidumbre asociada (numeral 5.3.1), se procede a declarar el desempeño considerando que el sistema de análisis es conforme para la aplicación de medición de punto de rocío de hidrocarburo en puntos de transferencia de custodia de gas natural entre Productor-Transportador o Transportador-Transportador (según aplique).

De lo contrario, el sistema de análisis se declara como No Conforme.

Tomado del protocolo HCDP-CNOgas

Error en la medición de HCDP



Solicitud a la Plenaria

1. Autorización para presentar a ICONTEC el protocolo desarrollado con la finalidad de adelantar el proceso de normalización correspondiente.

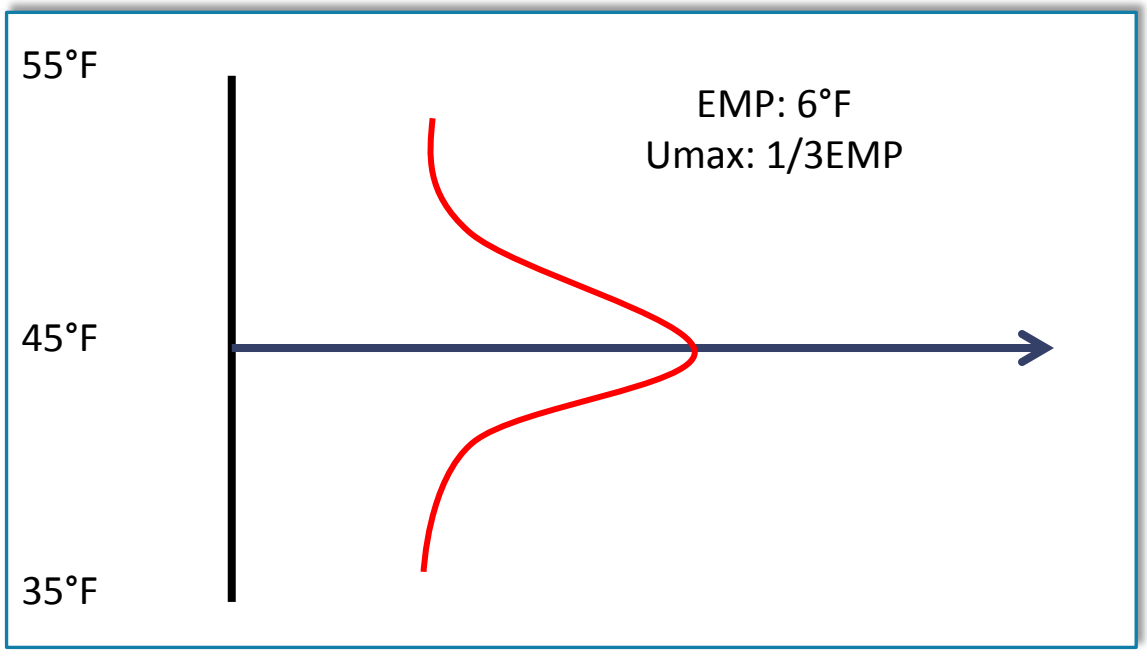
2. Autorización para elaborar propuesta de modificación a los capítulos 6.3 “Calidad del gas” y 6.3.1 “Punto de rocío de hidrocarburo” del RUT, considerando los resultados del estudio y de acuerdo con los siguientes lineamientos:

   - Propiedad y responsabilidad con respecto a la medición de punto de rocío de hidrocarburo permanecen sin modificación.

   - El cumplimiento de los aspectos técnicos de los diferentes elementos que conforman el sistema para análisis de punto de rocío de hidrocarburo, así como los EMP, se remitirán al protocolo desarrollado por el CNOgas (eventualmente NTC).

   - Garantizar a los Agentes que con la infraestructura actual (regulación + calentamiento) y las condiciones de temperatura mínima de entrega de gas (45°F) no se presenta condensación en los puntos de salida de la red de transporte. Lo anterior se logra mediante un control efectivo del punto de rocío de hidrocarburo en los puntos de entrada considerando los EMP (ajustar 45°F de acuerdo con EMP) sin causar impacto en etapas de producción.

Solicitud a la Plenaria



4.3. Plan de Trabajo CNOGas 2019.

Comentarios generales. Anualmente el Consejo aprueba temas técnicos para análisis de los mismos y recomendaciones a la CREG. Algunos de estos temas resultan de solicitud de la CREG y otros del interés propio del CNOGas. Algunos aspectos sobre este asunto:

❑ Los temas definidos en el Plan de Trabajo del CNOGas para el año 2019 tienen su origen en diferentes fuentes:

- ✓ Temas propuestos por los miembros del CNOGas.
- ✓ Asignación de responsabilidades de la CREG en las diferentes resoluciones publicadas.

❑ En la reunión conjunta CREG-CNOGas del pasado 08 de noviembre de 2018, se definió el esquema para revisar y hacer seguimiento a los diferentes temas y/o tareas tanto de la CREG como del CNOGas. De la mencionada reunión resalto los siguientes asuntos:

- ✓ Realizar por el CNOGas, calificación de criticidad de cada tema, con el siguiente nivel de prioridad: (i) prioridad 1: Muy importante, (ii) prioridad 2: Importancia alta y (iii) prioridad 3: Importancia media.
- ✓ Priorizar los temas y elaborar un cronograma (se acordó usar el mismo esquema de la CREG en su Agenda Regulatoria: por trimestres).

❑ Atendiendo las anteriores premisas definidas en la reunión conjunta CREG-CNOGas, a continuación el Plan de Trabajo CNOGas 2019:

❑ Se definieron previamente las siguientes convenciones:

XXX: Corresponde a actividades permanentes-seguimiento.

Ejecución: Corresponde a la ejecución de la actividad.

Consulta: Corresponde con el proceso mediante el cual el Consejo revisa, analiza y aprueba un documento, estudio o propuesta para remitir a la CREG. El Consejo puede solicitar revisión y ajuste del documento presentado

PLAN DE TRABAJO CNOGAS-2019

ITEM	DESCRIPCIÓN DEL TEMA	CUMPLIMIENTO DE HITOS			
		TRIM. 1	TRIM. 2	TRIM. 3	TRIM. 4
1. TEMAS CON PROYECTOS DE RESOLUCIÓN CREG-Seguimiento agenda regulatoria					
1.1	Protocolo Operativo según Decreto 2345 de 2015. Asignación de gas demanda esencial (Resol. CREG-043-2017).	X	X	X	X
1.2	Protocolo operativo de medición, modificación parcial del RUT-NTC 6167 (Resol. CREG-123-2017).	X	X	X	X
1.3	Costos Unidades Constructivas, Conexiones a SNT´s (Resol. CREG129-2018).	X	X	X	X

ITEM	DESCRIPCIÓN DEL TEMA	CUMPLIMIENTO DE HITOS			
		TRIM. 1	TRIM. 2	TRIM. 3	TRIM. 4
2. TEMAS EN DESARROLLO-ESTUDIO					
PRIORIDAD 1_MUY IMPORTANTE					
2.1	Listado firmas auditoras calidad del gas, Resolución CREG 152-2017.	Ejecución	Ejecución	Consulta	
2.2	Requisitos técnicos firmas auditoras procesos Open Season, Resolución CREG 155-2017.	Socialización			
2.3	Protocolo coordinación gas-electricidad. Optimización despacho y redespachos plantas termoeléctricas a gas según condiciones sistema de gas natural.	Ejecución	Consulta		
2.4	Código de Buen Gobierno CNOGas.			Ejecución	Consulta
2.5	Acuerdos y Protocolos emitidos por CNOGas-Aplicación inmediata sector del gas natural	Ejecución	Ejecución	Ejecución	Consulta
2.6	Propuesta modificación Artículo 24 Resolución CREG 107-2017.	Ejecución	Consulta		
2.7	Protocolo-Guía aplicación aspectos Resolución CREG 124-2017.	Ejecución	Consulta		

ITEM	DESCRIPCIÓN DEL TEMA	CUMPLIMIENTO DE HITOS			
		TRIM. 1	TRIM. 2	TRIM. 3	TRIM. 4
PRIORIDAD 2_IMPORTANCIA ALTA					
2.8	Protocolo operativo Aseguramiento metrológico equipos DPHC.	X	X	X	X
2.9	Reconstrucción de poder calorífico.		Ejecución	Ejecución	Consulta

ITEM	DESCRIPCIÓN DEL TEMA	CUMPLIMIENTO DE HITOS			
		TRIM. 1	TRIM. 2	TRIM. 3	TRIM. 4
PRIORIDAD 3_IMPORTANCIA MEDIA					
2.10	Modificación de los horarios de los ciclos de nominación en suministro y transporte.			Ejecución	Consulta
2.11	Revisión modelos de los Acuerdos Operativos de Balance.			Ejecución	Consulta
2.12	Sistema Internacional de Unidades		Ejecución	Ejecución	Ejecución

4.4. Programa de reuniones CNOGas 2019 .

Comentarios generales. Con el propósito de disponer de fechas previstas con antelación en la agenda del CNOGas y de sus miembros, se presenta propuesta de fechas para reuniones plenarias ordinarias para el año 2019

ITEM	DESCRIPCIÓN ACTIVIDAD A DESARROLLAR	FECHAS PROPUESTAS	LUGAR	COMENTARIOS
1	Reunión ordinaria CNOGas No 148	Jueves 07 de febrero de 2019	Barranquilla-TEBSA	Fechas y duración de las sesiones sujetas a ajuste, de ser requerido. El horario de las reuniones está previsto entre 10:00 a.m. hasta 01:00 p.m.
2	Reunión ordinaria CNOGas No 149	Jueves 11 de abril de 2019.	Bogotá D.C.	
3	Reunión ordinaria CNOGas No 150	Jueves 06 de junio de 2019.	Bogotá D.C.	
4	Reunión ordinaria CNOGas No 151	Jueves 08 de agosto de 2019.	Por definir	
5	Reunión ordinaria CNOGas No 152	Jueves 10 de octubre de 2019.	Bogotá D.C.	
6	Reunión ordinaria CNOGas No 153	Jueves 12 de diciembre de 2019.	Bogotá D.C.	

❑De acuerdo con comentarios de miembros del Consejo acerca de realizar una (1) reunión plenaria ordinaria CNOGas en cada semestre del año 2019 por fuera de la sede habitual (Bogotá D.C.), se propone iniciar en Barranquilla considerando la invitación de TEBSA. Pendiente postulación de otra sede para el segundo semestre.

4.5. Compilación y actualización Resolución CREG071-1999, RUT.

Comentarios generales. El Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT, Resolución CREG071 de 1999, ha sido modificado parcialmente por la CREG en diferentes ocasiones y en este sentido se considera procedente su actualización. A continuación los hitos principales de este asunto:

- La Resolución CREG071-1999, Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT, ha sido modificada parcialmente en innumerables ocasiones por la CREG, ante decisiones autónomas de la Comisión o ante propuestas del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, con fundamento en lo previsto en el Artículo 21 del Decreto 2100 de 2011.

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

- El trabajo de actualización del RUT fue realizado por la Doctora Nora Palomo, Asesora jurídica del CNOGas. La recopilación de la información relacionada con las modificaciones parciales del RUT contemplaron el período entre el 19 de enero de 2000 (fecha de inicio de vigencia del RUT: Diario Oficial 43.859 de 19 de enero de 2000), hasta el **31 de diciembre de 2013.** (Subrayado fuera del texto original).

❑ Dadas las modificaciones parciales al RUT con posterioridad al 31 de diciembre de 2013, se requiere realizar nuevamente la compilación y actualización de la mencionada norma, para lo cual se propone al Consejo que la Doctora Nora Palomo desarrolle esta actividad.

❑ La Doctora Nora Palomo ha confirmado su interés en realizar la actualización del RUT y revisa propuesta económica para envío al CNOGas. Como referencia, la actualización anterior tuvo un costo de $5.430.000 + IVA (Dra. Nora Palomo: compilación y actualización y Azucena Martínez: diseño, diagramación y armada).

Se solicita al CNOGas aprobar un costo para los trabajos descrito en el párrafo anterior por un valor máximo de $10.000.000 (Diez millones de pesos m/cte), incluido IVA.

Solicitud aprobación CNOGas

Se solicita al Consejo aprobar los temas de los numerales 4.1, 4.2 y 4.3, 4.4 y 4.5 de la presente sesión CNOGas No 147, considerando el alcance de las propuestas realizadas.

En el acta de la presente sesión ordinaria CNOGas No 147 se redactarán los términos de la aprobación del Consejo para los temas sometidos a su consideración.

5. TEMAS INFORMATIVOS

5.1. Balance indicativo de gas oferta-demanda 2018-2019.

Comentarios generales. En la reunión CACSSE No 135 realizada el pasado 22 de agosto de 2018, la Ministra de Minas y Energía encomendó al CNOGas realizar balance indicativo oferta-demanda de gas natural para el período 2019-2022, considerando la probable ocurrencia de un fenómeno de El Niño. A continuación algunos hitos de este tema:

- En cumplimiento de la labor encomendada por la Ministra de Minas y Energía, el Secretario Técnico remitió comunicaciones el pasado 14 y 20 de septiembre de 2018 a agentes y empresas solicitando información acerca de capacidades contratadas, cantidades proyectadas y disponibilidad de gas. Como parte de la actualización de la información relacionada con capacidades contratadas, el 20 de noviembre del año en curso remitió comunicación a los agentes de la demanda.

- En la sesión COMI mensual presencial realizada el 08 de noviembre de 2018, se revisó el balance indicativo de gas 2018-2019. Se presentaron comentarios para ajustar las cifras del balance. Este balance ha sido compartido en las diferentes sesiones COMI´s semanales.

- El 16 de noviembre del presente año se realizó teleconferencia con miembros del Consejo, para revisar el resultado del balance indicativo de gas 2018-2019, considerando que el Director de Hidrocarburos había solicitado su entrega a esa Dirección y a la UPME.

- Finalmente y después de algunos ajustes a las cifras del balance, el 20 de noviembre del año en curso se entregó al Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía, Rafael Madrigal, ante requerimiento de la Ministra.

A continuación la información entregada al Director de Energía del MM&E.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL_CNOGas

BALANCE INDICATIVO NACIONAL OFERTA-DEMANDA DE GAS NATURAL_ DICIEMBRE DE 2018 – NOVIEMBRE DE 2019 (Versión 2)

Bogotá D.C., 20 de noviembre de 2018

GENERALIDADES

CONSIDERACIONES GENERALES

- El balance indicativo oferta-demanda de gas natural considera el escenario comparativo: Oferta VS Demanda Proyectada (consumos)

- Los agentes del sector gas Distribuidores-Comercializadores (11/11), Generadores térmicos con consumo de gas natural (10/13), Productores-Comercializadores (7/9) y Calamarí entregaron información solicitada por el CNOGas el 14 y 20 de septiembre de 2018 relacionada con (i) Capacidades contratadas y (ii) Cantidades proyectadas (consumos) para el período octubre 2018 a noviembre 2019.

- Al día de hoy 16 de noviembre de 2018 falta por entregar información los siguientes agentes. 1. Generadores térmicos: Termocartagena, Termovalle y Termoyopal, 2. Productores-comercializadores: Hocol y Omega (campo Corrales), 3. Gestor del Mercado: Información de Terpel para GNV. Se acudirá al Ministerio de Minas y Energía para la gestión de esta información.

- El Gestor del Mercado, por asuntos de confidencialidad no entregó directamente la información requerida al CNOGas relacionada con (i) Capacidades contratadas. Lo hizo a través del Ministerio de Minas y Energía.

- XM entregó al CNOGas la información sobre las necesidades de gas natural para el consumo de los generadores térmicos para el período noviembre 2018 a noviembre 2019, según resultado del balance energético. XM presentó información del escenario más critico para la atención de la demanda eléctrica, incluida la probable ocurrencia de un fenómeno de El Niño.

- La información de los Productores-Comercializadores incluye las restricciones de disponibilidad de gas natural como consecuencia de los mantenimientos programados.

- La CREG emite cada año actos administrativos para la negociación de gas natural entre los agentes con fecha de inicio junio y finalización noviembre del año correspondiente. El balance presentado no incluye las cantidades contratadas durante este proceso, por lo que se hace necesario actualizar las cifras del balance.

- El balance incluye en la Oferta, cantidades de gas sujetas a ampliaciones de capacidad de transporte en SNT´s.

- Para la atención por el Grupo Térmico de los requerimientos de generación eléctrica programadas por el CND, se dispone del gas (i) de la planta de regasificación y (ii) de campos nacionales, suficientes para entregar la totalidad de la capacidad declarada diaria ante el sistema energético. Sin embargo la oferta de la planta de regasificación se acotó a las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) comprometidas por el Grupo Térmico (348,4 MPCD).

- De acuerdo con información del IDEAM en la reunión CACSSE No 136 realizado el 16 de octubre de 2018, el período de la probable ocurrencia del fenómeno de El Niño se prevé entre diciembre de 2018 y mayo de 2019.

- Las capacidades contratadas por los generadores térmicos bajo OCG´s, se tendrán en cuenta en el balance solo para el período diciembre de 2018 a mayo de 2019, de probable ocurrencia del fenómeno de El Niño.

- Las firmezas de las OCG´s para el período diciembre 2018 a mayo 2019, conllevan a descontar estas mismas cantidades de la demanda industrial que debe estar contratada como firmeza condicionada.

CAPACIDADES CONTRATADAS POR GENERADORES TÉRMICOS COSTA-INTERIOR_Consolidadas

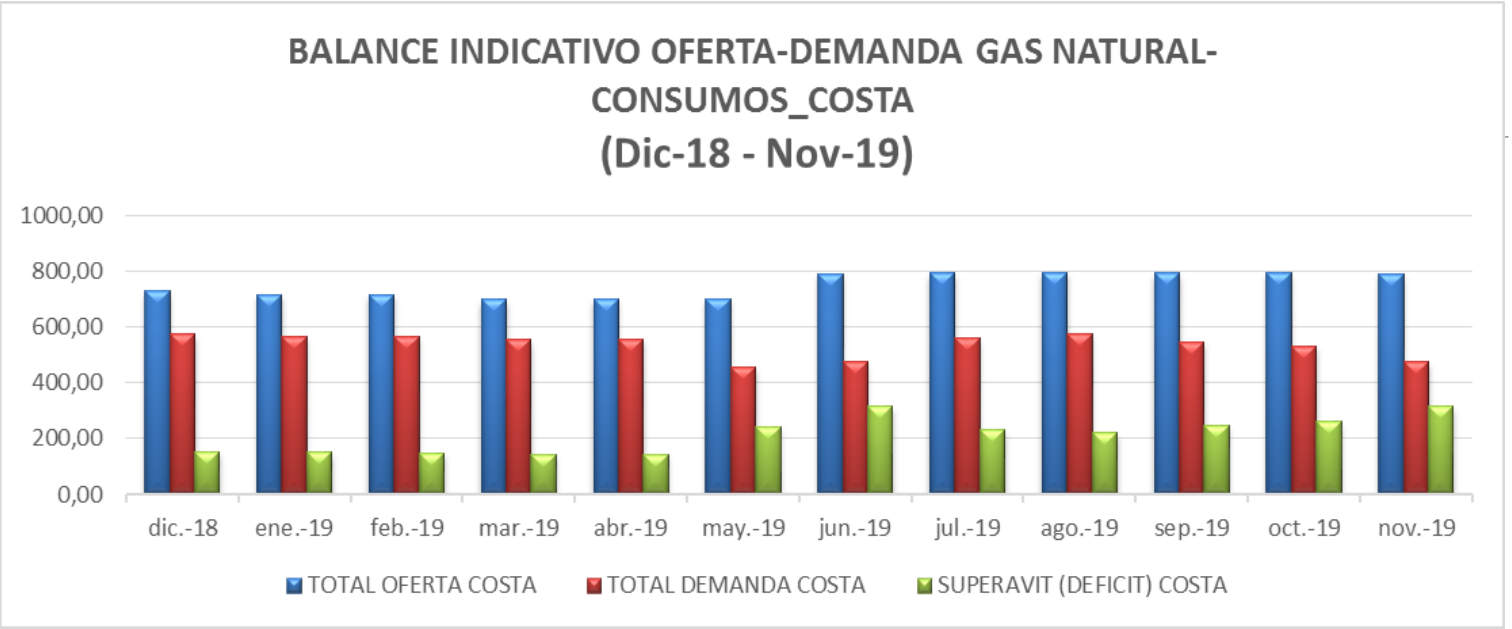
PERÍODO	CAPACIDADES CONTRATADAS CAMPOS NACIONALES (GBTUD)			CAPACIDADES CONTRATADAS PLANTA REGASIFICACIÓN COSTA NORTE (GBTUD)	COMENTARIOS
	FIRME	OCG	INTERRUPCIONES	FIRME	
COSTA					
Nov-18	145,51	12,10	39,00	400,00	Información reportada por los agentes térmicos.
Dic-18	111,24	12,60	39,00		
Ene-19	92,24	12,60	19,00		
Feb-19	92,24	12,60	19,00		
Mar-19	92,24	12,60	19,00		
Abr-19	92,24	12,60	19,00		
May-19	92,24	12,60	19,00		
Jun-19	92,24	12,60	19,00		
Jul-19	92,24	12,60	19,00		
Ago-19	92,24	12,60	19,00		
Sep-19	92,24	12,60	19,00		
Oct-19	92,24	12,60	19,00		
Nov-19	92,24	12,60	19,00		
INTERIOR					
Nov-18	0,00	58,96	30,00	0,00	Información reportada por los agentes térmicos.
Dic-18	0,00	58,09	0,00		
Ene-19	0,00	58,09	0,00		
Feb-19	0,00	58,09	0,00		
Mar-19	0,00	58,09	0,00		
Abr-19	0,00	58,09	0,00		
May-19	0,00	58,09	0,00		
Jun-19	0,00	58,09	0,00		
Jul-19	0,00	58,09	0,00		
Ago-19	0,00	58,09	0,00		
Sep-19	0,00	58,09	0,00		
Oct-19	0,00	58,09	0,00		
Nov-19	0,00	58,09	0,00		

CONSUMOS DE GENERADORES TÉRMICOS_Pronóstico XM

PERÍODO	CANTIDADES REQUERIDAS DE GAS NATURAL (GBTUD)		COMENTARIOS
	COSTA	INTERIOR	
Nov-18	366.09	29,10	Información reportada por XM. Se resalta que la información entregada corresponde a los resultados de un modelo de planeación energética, en el cual se tienen supuestos que son actualizados periódicamente, por lo tanto este resultado presentados tienen cambios en la medida en que son ajustados los supuestos.
Dic-18	366,62	58,08	
Ene-19	364,75	66,07	
Feb-19	362,49	66,07	
Mar-19	366,90	49,19	
Abr-19	366,90	66,07	
May-19	258,39	66,07	
Jun-19	265,20	66,07	
Jul-19	345,66	66,07	
Ago-19	378,52	82,07	
Sep-19	327,15	66,07	
Oct-19	315,13	66,07	
Nov-19	258,05	49,09	

OFERTA VS DEMANDA PROYECTADA (Consumos)_ DICIEMBRE DE 2018 – NOVIEMBRE DE 2019

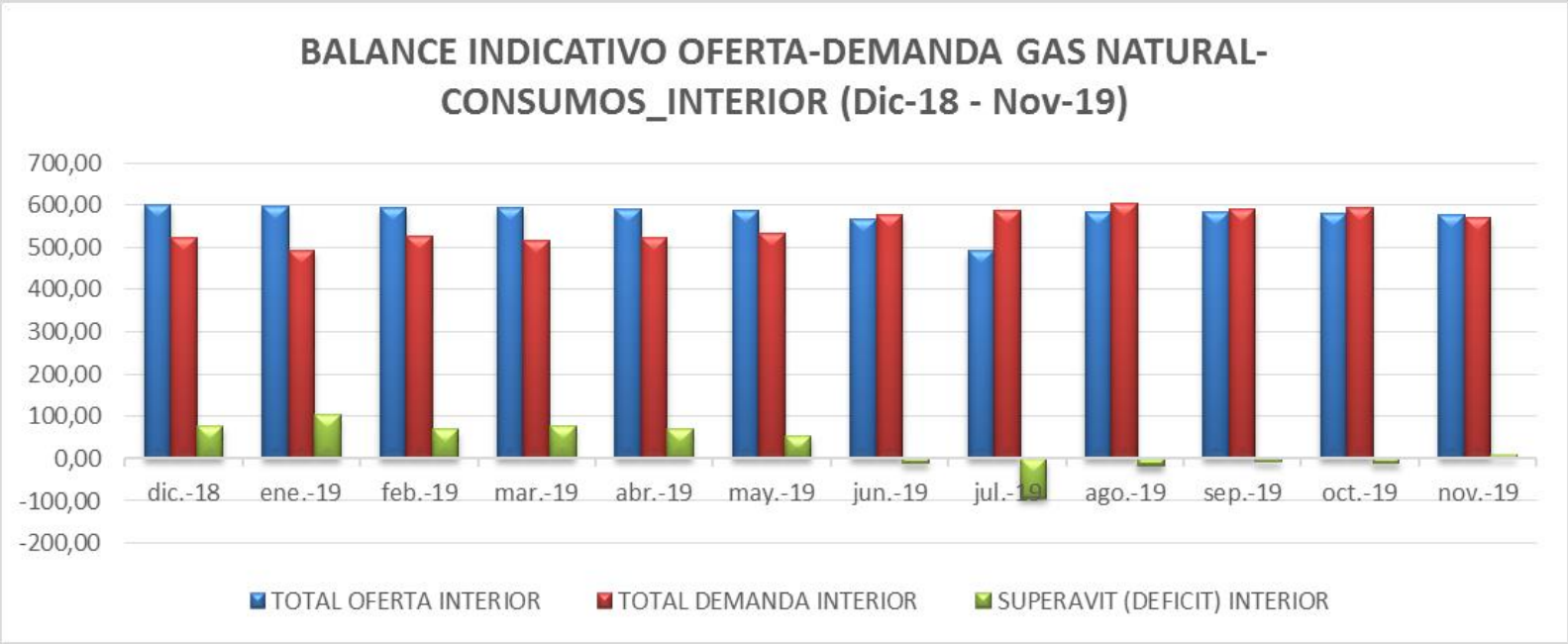
BALANCE INDICATIVO OFERTA-DEMANDA GAS NATURAL-CONSUMOS_COSTA
DICIEMBRE 2018-NOVIEMBRE 2019



Notas:

1. Ofertas de campos restringidas por mantenimientos.
2. Demanda de los generadores térmicos suministrada por XM, según escenario más crítico de su ejercicio de balance energético.
3. Para el mes de junio se prevé ingreso de gas adicional ante ampliación de capacidad de producción por Canacol y la ampliación de capacidad de transporte por Promigas en el tramo Jobo-Barranquilla (Se espera tener disponible esta infraestructura en esta fecha).
4. Gas excedente en la Costa .

BALANCE INDICATIVO OFERTA-DEMANDA GAS NATURAL-CONSUMOS_INTERIOR
DICIEMBRE 2018-NOVIEMBRE 2019



Notas:

1. Ofertas de campos restringidas por mantenimientos.
2. Demanda de los generadores térmicos suministrada por XM, según escenario más crítico de su ejercicio de balance energético.
3. Se presenta déficit de gas en el mes de julio de 2019 por mantenimiento en el campo Cupiagua.
4. Entre Junio y octubre de 2019 el faltante de gas en el Interior se ocasiona por el requerimiento de gas para generación eléctrica, según el modelo energético de XM. Sin embargo, los agentes generadores térmicos no tienen contratado en firme el suministro de gas para este período. Los restantes períodos analizados, con excedentes de gas.

❑ CARACTERÍSTICAS SNT DE PROMIGAS_CAPACIDAD MÁXIMA DE MEDIANO PLAZO (CMMP).

CAPACIDAD MÁXIMA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE (REAL OPERATIVA)

	Barranquilla-Cartagena	
Capacidad adicional a mediano plazo en contraflujo	354,500 KPCD	Información tomada del BEO de Promigas.
Capacidad total contratada considerando contraflujo	354,500 KPCD	

❑ **OBLIGACIONES DE ENERGÍA EN FIRME (OEF) GRUPO TÉRMICO: 348,4 MPCD** (Resolución CREG195-2016 del 21 de noviembre de 2016).

FLORES IV	71.0
FLORES I	26.8
TEBSA	142.0
TERMOBARRANQUILLA 3	13.1
TERMOBARRANQUILLA 4	13.6
TERMOCANDELARIA I	39.7
TERMOCANDELARIA II	39.7
TOTALES	348.4

Nota:

1. Se observa que la Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) publicada por Promigas en su Boletín Electrónico de Operaciones (BEO) está totalmente contratada y es superior a la cantidad de gas comprometida por el Grupo Térmico como OEF, con el sector eléctrico.

5.2. Facturación electrónica.

Comentarios generales. En atención a nueva reglamentación establecida por la DIAN, se define que los Grandes Contribuyentes deberán contar con mecanismos para facturación electrónica, cuya disponibilidad se encuentra en revisión por la DIAN. A continuación algunos hitos sobre este particular:

❑ En la pasada sesión plenaria ordinaria CNOGas No 144 realizada el 14 de agosto de 2018, el Secretario Técnico compartió con el Consejo aspectos de comunicación remitida el 04 de julio del año en curso por FiduDavivienda relacionada con facturación electrónica. Entre otros asuntos, FiduDavivienda confirmó que:

- ✓ Para el momento en el que Davivienda se encuentre listo con la implementación del software para facturación y que reciba las facturas electrónicas generadas por servicios al CNOGas, se procederá como sigue:
  - ❖ FiduDavivienda dará aviso al CNOGas acerca del recibo de la factura electrónica.
  - ❖ El CNOGas emitirá una Orden de Giro con las condiciones de la factura electrónica recibida por FiduDavivienda, para proceder con el pago de la misma.
- ✓ FiduDavivienda revisará el esquema a aplicar para las Cuentas de Cobro por los aportes de los miembros del CNOGas, frente a la nueva reglamentación.

❑ El pasado 13 de noviembre de 2018, FiduDavivienda remitió al CNOGas la comunicación No 095727, mediante la cual indicó las directrices a cumplir por los proveedores del CNOGas para el recibo y pago de servicios a través de facturación electrónica, según nueva reglamentación de la DIAN

❑ El 14 de noviembre el Secretario Técnico remitió la comunicación de FiduDavivienda a los miembros del Consejo y planteó la siguiente consulta:

"…(…)…No obstante lo anterior, queda pendiente conocer cuál sería el mecanismo que aplicarán las empresas miembros del CNOGas para el pago de los aportes anuales, toda vez que este cobro se realiza a través de una ***cuenta de cobro****….En teleconferencia el día de hoy con FiduDavivienda, confirman que internamente analizaron esta situación y el cobro de los aportes a las empresas miembros del CNOGas continuará realizándose a través de una* ***cuenta de cobro****. En este sentido consulto lo siguiente:*

Es posible que a través de una cuenta de cobro para el pago de los aportes, las empresas miembros del CNOGas procedan con el trámite de pago??
Que trámite previo debemos realizar para emitir la cuenta de cobro??".

Se requiere que las empresas miembros del Consejo definan esta consulta.

6. PROPOSICIONES Y VARIOS