

Bogotá D.C., 22 de abril de 2026

Señores  
**CONCEJO DE BOGOTÁ**  
Atn. Dr. ELÍAS APONTE BUSTAMENTE  
Secretaria General de Organismo de Control (E)  
[secretariageneral@concejobogota.gov.co](mailto:secretariageneral@concejobogota.gov.co)  
Ciudad

**Asunto:** Proposición 340 del Concejo de Bogotá  
Aprobada en Sesión de la Plenaria del día 9 de abril de 2026

Respetado Doctor García:

**GIOVANNI SUÁREZ GARZÓN** actuando en el presente acto en calidad de apoderado especial de la sociedad Vanti S.A. E.S.P., con ocasión del poder conferido por medio de Escritura Pública No. 1317 del 26 de mayo de 2025, otorgado en la Notaría 21 de la ciudad de Bogotá D.C. e inscrito en el registro mercantil el día 3 de junio de 2025 bajo el No. 00055418 del Libro V, todo lo cual consta en el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio de Bogotá que se anexa; por medio del presente escrito me permito atender, dentro del marco de nuestras competencias, los interrogantes formulados en los siguientes términos:

- **Sírvase informar cuáles son actualmente las principales fuentes de suministro de gas que abastecen a Bogotá y la región, indicando el peso relativo del gas nacional y, de ser el caso, del gas importado dentro del esquema de abastecimiento que llega a la ciudad.**

Respuesta: Las principales fuentes de suministro de gas que abastecen a Bogotá y región son:

Gas nacional (campos de Cusiana - Cupiagua, Floreña. Gibraltar y otros campos menores de la Costa Norte) ~ 85% y gas natural importado (LNG) a través de la planta de regasificación de SPEC ~ 15%.

Desagregado para los diferentes segmentos de demanda, son:

Regulado: gas nacional ~ 81% y gas importado ~ 19%

No regulado (industria): gas nacional entre 75% - 80% y gas importado entre 20% - 25%

Movilidad (gas vehicular): gas nacional 85% - 90% y gas importado entre 10% - 15% (Datos combinados del mes de febrero/2026 y marzo/2026).

Es necesario complementar que en la actualidad se realizan procesos de comercialización trimestral (esto es que los agentes vendedores ofrecen al mercado sus cantidades disponibles para diferentes cantidades y vigencias, sean estas mensuales, trimestrales, semestrales, anuales) y en ese sentido, Vanti SA ESP acude a los diferentes procesos en busca de cantidades de gas natural que complementen al 100% las necesidades de los usuarios que atiende en los diferentes segmentos de demanda.

- **Sírvase informar el número de usuarios del servicio de gas en Bogotá desde 2016 a la fecha, desagregado por año, localidad y tipo de usuario (residencial, comercial, industrial, oficial y gas natural vehicular). Así mismo, sírvase informar el consumo de gas en la ciudad para el mismo periodo, discriminado por estos sectores y por localidad o el nivel de desagregación disponible**

Respuesta: En el documento denominado "Anexo - respuesta punto 2 .xlsx" se remite la información correspondiente.

- **Sírvase informar si la entidad ha recibido por parte del Ministerio de Minas y Energía, la UPME, la CREG, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el Gestor del Mercado, transportadores, distribuidores o comercializadores, comunicaciones, alertas, conceptos, mesas técnicas o lineamientos relacionados con déficit de oferta, confiabilidad, importación de gas, restricciones operativas o riesgo de abastecimiento para Bogotá. Favor anexar los soportes documentales.**

Respuesta: Es importante anotar que desde el año 2024, Vanti en diversas comunicaciones a estas entidades manifestó la situación en descenso de la oferta de gas nacional, y la necesidad de las ampliaciones de infraestructuras de importación que dieran garantía de la cobertura de la demanda de gas natural en el país. En nuestra visión, solo desde 2025 las entidades de Gobierno del sector acompañaron esta visión, y desde allí es recurrente este dialogo entre todos los agentes del sector y que permita sortear de la mejor forma esta coyuntura, hasta que haya nuevos descubrimientos de gas, o bien, se logra iniciar el suministro de gas desde el campo Off-shore Sirius, previsto para 2030.

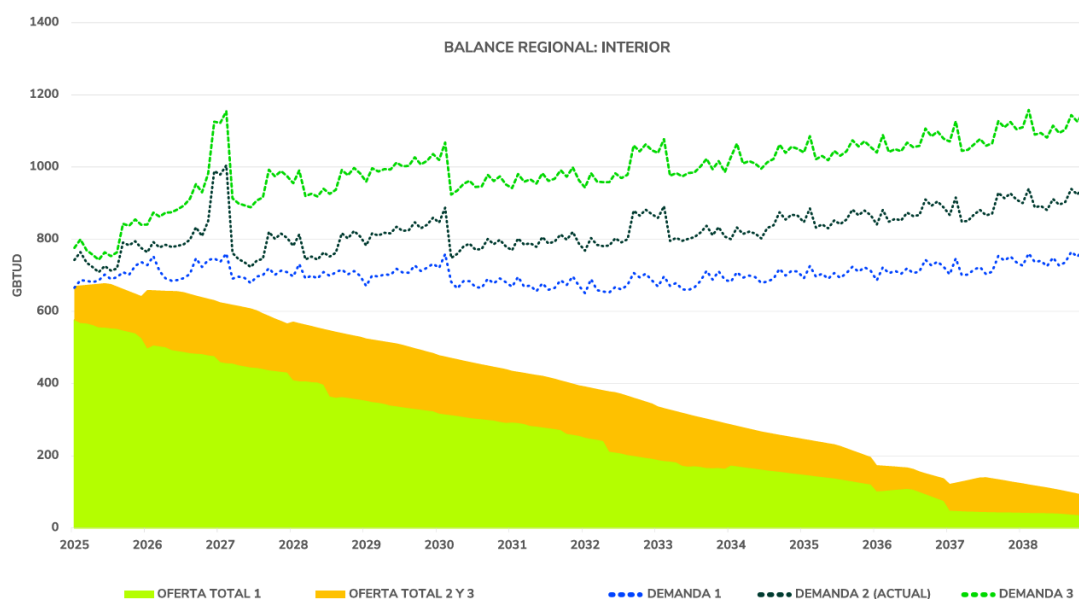
En este año 2026 podemos resaltar 2 documentos: 1) "Panorama del Mercado de Gas Natural en Colombia (2019-2025)" de marzo del 2026, que presenta la situación de

balance proyectado, y los déficits que se identifican, y 2) “Gas: Prioridad país, prioridad compañía” de abril de 2026, intervención de ECOPETROL en el Congreso de NATURGAS, también con su visión de balance de gas y las alternativas de solución en desarrollo.

De otra parte, La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) elabora el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, documento en el cual se analizan el balance oferta–demanda, las condiciones de atención de la demanda y las principales obras requeridas para garantizar el abastecimiento de gas natural en el país. Dicho estudio es adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante resolución. La versión más reciente fue adoptada a través de la Resolución MME 40031 de 2025.

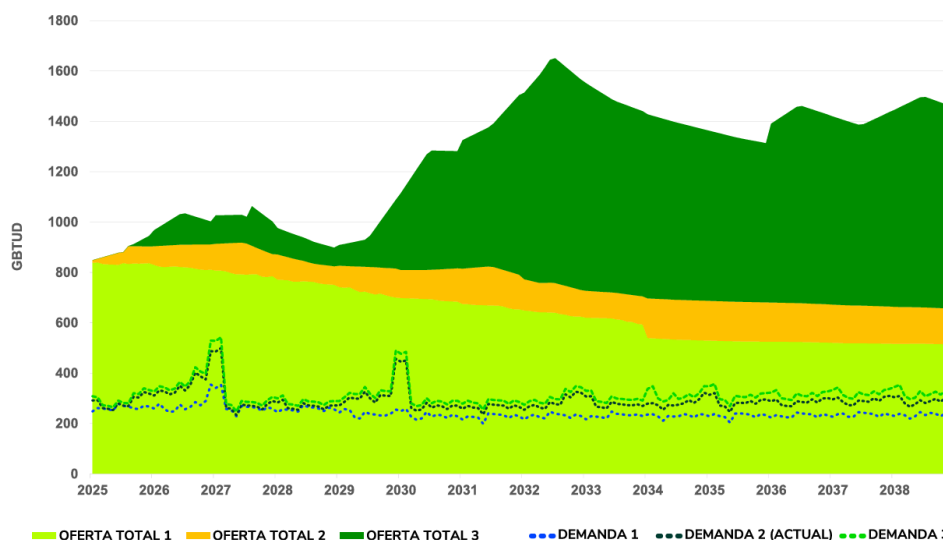
El contenido de este Plan de Abastecimiento incluye alertas relevantes sobre el abastecimiento de gas natural, particularmente para el interior del país, dentro del cual se encuentra Bogotá. En los escenarios analizados por la UPME se evidencia que, la oferta disponible en el interior del país no resulta suficiente para atender la demanda proyectada, lo que hace indispensable el transporte de volúmenes significativos de gas desde la Costa Atlántica hacia el interior.

Gráfico 4-4. Balance Regional del Interior



En contraste, el mismo estudio muestra que para la Costa Atlántica, en los diferentes escenarios de demanda evaluados, existe oferta suficiente para atender las necesidades de los usuarios, independientemente del nivel de demanda considerado.

Gráfico 4-3. Balance Regional de la Costa Atlántica



El déficit estructural identificado para el interior del país implica mayores flujos de gas desde la Costa Atlántica, lo cual conlleva incrementos en los costos de transporte, dado que el esquema vigente se basa en cargos por distancia, donde el costo es mayor entre más alejada se encuentre la fuente de suministro respecto del centro de consumo.

Los mayores volúmenes provenientes de la Costa Atlántica incorporan tanto las fuentes de gas natural importado como el desarrollo de la producción offshore a partir de 2030. En consecuencia, las principales alternativas con las que cuenta el interior del país para atender su demanda corresponden, precisamente, a estas fuentes de suministro.

En este contexto, el Grupo Vanti ha venido impulsando la agregación nacional de cargos de transporte, como una alternativa orientada a mitigar los impactos tarifarios asociados a mayores distancias de transporte, bajo un esquema en el cual, independientemente de la ubicación de la fuente y de la demanda, los usuarios asumen un costo uniforme de transporte. Fuente: [Estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural](#)

- Sírvase informar si la entidad ha recibido comunicaciones, alertas o análisis por parte de entidades del orden nacional u operadores respecto a las afectaciones técnicas y de seguridad del gasoducto binacional Colombia–Venezuela, incluyendo hurto de tubería o válvulas, y si estas situaciones podrían impactar el abastecimiento o generar incrementos en los costos del

**gas para Bogotá. Favor indicar los riesgos identificados y las acciones adelantadas en el marco de sus competencias.**

Respuesta: De acuerdo con comunicados del Ministerio de Minas y Energía, de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), de Ecopetrol y con información pública divulgada en medios, ha sido posible establecer que el gasoducto binacional ha permanecido fuera de operación durante varios años, presentando un deterioro significativo de su infraestructura, asociado principalmente al desmantelamiento y hurto de tramos de tubería, válvulas y otros componentes en territorio colombiano y la suspensión de su licencia ambiental desde 2019.

Como medida de abastecimiento, es deseable tener varias fuentes de respaldo de suministro de gas, incluyendo producción nacional e importaciones mediante plantas de regasificación y gas importado de Venezuela. En este sentido, y dadas las grandes reservas de gas con las que cuenta Venezuela (aproximadamente 100 veces las reservas de Colombia), una habilitación temprana podría generar una señal positiva para los precios de gas de los mercados regulados y no regulados de Bogotá, dada la expectativa de precio que sería más bajo que el gas importado mediante plantas de regasificación.

En todo caso, de habilitarse el suministro de gas proveniente de Venezuela, no se prevé que esta llegue a ser la principal fuente de suministro para atender los mercados locales, dada la inestabilidad que aún se percibe en el corto y mediano plazo.

Es importante anotar que desde el año 2024, Vanti en diversas comunicaciones a estas entidades manifestó la situación en descenso de la oferta de gas nacional, y la necesidad de las ampliaciones de infraestructuras de importación que dieran garantía de la cobertura de la demanda de gas natural en el país. En nuestra visión, solo desde 2025 las entidades de Gobierno del sector acompañaron esta visión, y desde allí es recurrente este dialogo entre todos los agentes del sector y que permita sortear de la mejor forma esta coyuntura, hasta que haya nuevos descubrimientos de gas, o bien, se logra iniciar el suministro de gas desde el campo Off-shore Sirius, previsto para 2030.

En este año 2026 podemos resaltar 2 documentos: 1) "Panorama del Mercado de Gas Natural en Colombia (2019-2025)" de marzo del 2026, que presenta la situación de balance proyectado, y los déficits que se identifican, y 2) "Gas: Prioridad país, prioridad compañía" de abril de 2026, intervención de ECOPETROL en el Congreso de NATURGAS, también con su visión de balance de gas y las alternativas de solución en desarrollo.

- Sírvese informar si la entidad ha recibido análisis o comunicaciones sobre el impacto que tendría para el abastecimiento y el costo del gas en Bogotá la entrada en operación de la planta regasificadora de Ballenas (La Guajira), indicando si esta infraestructura podría mitigar riesgos de desabastecimiento o generar incrementos en las tarifas para los usuarios.

Respuesta: Mediante análisis propios e información pública, Vanti ha evaluado la alternativa de la planta regasificadora de Ballena y su impacto en la competitividad de los diferentes mercados regulados y no regulados de Bogotá.

Dichos análisis coinciden en que la entrada en operación de la planta de Ballenas podría mitigar los riesgos de abastecimiento en el mediano y largo plazo, incluido el mercado de Bogotá, principalmente por su ubicación estratégica en la medida en que los costos de transporte de Ballena a Bogotá son los óptimos respecto de las otras iniciativas de importación de gas en la costa atlántica. Adicionalmente, este proyecto puede enmarcarse en los proyectos propuestos por el Plan de Abastecimiento de Gas Natural expedido por el Ministerio de Minas y Energía.

Sin embargo, es importante señalar que el país ya cuenta con cuatro proyectos de regasificación, uno en operación y tres que se encuentran en rápido desarrollo:

- Sociedad Portuaria el Cayao – SPEC (Cartagena) – En operación desde 2016.
- Regasificadora del Pacífico (Buenaventura – Buga) – Contratada por Ecopetrol y con entrada en operación estimada en octubre de 2026.
- Regasificadora Puerto Bahía (Cartagena) – Contratada por Ecopetrol y con entrada en operación estimada en diciembre de 2026.
- Caribe LNG (Coveñas) – Con entrada en operación estimada en septiembre de 2026.

En conjunto, estos proyectos tendrían una capacidad de regasificación de 800 a 1000 MPCD, lo que permitiría cubrir de manera suficiente las necesidades de gas del país. En este contexto, si bien el proyecto de la regasificadora de Ballena de TGI podría resultar eficiente según lo expuesto en el primer párrafo, capacidades adicionales de regasificación podrían resultar ineficientes para la demanda, quien es la que al final terminará pagando las inversiones en infraestructura de confiabilidad. En este sentido, cualquier iniciativa que entre en operación deberá ser revisada por cada agente de manera integral.

En cuanto a los efectos sobre el costo del gas y las tarifas a los usuarios finales, los análisis disponibles indican que la contratación de gas natural licuado (GNL) en esquemas de largo plazo, genera mayor estabilidad y potenciales eficiencias en los



costos de suministro, al reducir la volatilidad asociada a compras del mercado spot – corto plazo. En ese sentido, la entrada en operación de nueva capacidad de regasificación, incluida la planta de Ballenas, no implicaría necesariamente incrementos en las tarifas para los usuarios de Bogotá, siempre que el abastecimiento de GNL se estructure mediante contratos de largo plazo y se optimicen las tarifas internas de transporte.

- **Sírvase informar si la entidad ha recibido comunicaciones, alertas o análisis por parte de entidades del orden nacional u operadores respecto a la situación de la Transportadora de Gas Internacional (TGI) y la crisis del sector de gas en el país, indicando si se han identificado impactos para el abastecimiento, la confiabilidad del servicio o los costos del gas en Bogotá, así como las acciones adelantadas en el marco de sus competencias.**

Respuesta: Sobre el particular se indica que no se ha recibido alguna comunicación, alerta, o análisis respecto de alguna situación de TGI en particular. Ahora bien, el eslabón del transporte se convierte en una parte fundamental para el suministro de gas para el interior del país, y sobre todo en el impacto de los precios de gas a los usuarios finales, dado que si la tarifa del transporte continúa en distancia y las fuentes de gas del interior (localizadas en el Piedemonte Llanero) serán reemplazadas por fuentes de la Costa Atlántica, el costo del transporte cambia de 2,0 USD/Mbtu a 6,0 a 7,0 USD/Mbtu por la lejanía a esos centros de oferta. Por esta razón Vanti desde hace varios años ha puesto como propuesta sectorial el migrar a un modelo tarifario de estampilla, donde no haya diferencia con respecto a la localización de la oferta. Otras acciones han sido la de la actualización de tarifas que deberían reducir las actuales y contribuir con la eficiencia de precios al usuario final.

- **Sírvase informar si la entidad ha evaluado el impacto que tendría para Bogotá la pérdida de autosuficiencia gasífera nacional y la mayor dependencia de gas importado. Favor explicar cómo se proyecta dicho impacto para usuarios residenciales, comerciales, industriales, oficiales y de gas natural vehicular.**

Respuesta: Consideramos importante primero mencionar que actualmente existe por regulación un mecanismo de priorización, donde el gas en firme dispuesto por los agentes vendedores (nacional e importado) debe cumplir mecanismos de asignación según su demanda destino, siendo el orden de atención: 1º) compresoras de los transportadores de gas, 2º) usuario residencial – comercial, 3º) gas natural vehicular, 4º) refinería (gas natural como materia prima) y 5º) usuarios industriales y sector térmico.

En la medida que cada uno de estos segmentos de demanda logre ser asignado en su mayoría por gas natural nacional, no reflejará un impacto significativo en los precios finales, considerando que la señal de precio de gas nacional es inferior a la señal de precio de gas importado (aprox entre 3 Usd/Mbtu a 4 Usd/Mbtu).

Bajo el contexto actual el mayor impacto por la asignación de gas importado dentro del cálculo del precio final se ha visto en los usuarios industriales (grandes consumidores) y de gas natural vehicular; donde en el primer caso se ha materializado en una pérdida de consumos alrededor del 20%, mientras que en GNV una caída de consumo del 10%.

Estos datos (reales) y las proyecciones y evaluaciones realizadas en Forecast, Presupuestos y Planes Estratégicos de largo plazo; dan como resultado que ante escenarios donde se incremente la proporción del gas importado dentro de la definición del precio final y en demandas elásticas al precio, generaran caída en los consumos de esos usuarios finales, en el caso de industria por disminución de la producción, traslado a combustible con mayor impacto ambiental o al extremo cierre de la industria.

- **Sírvase informar si la entidad ha realizado análisis sobre el efecto de factores internacionales, incluyendo conflictos armados, variaciones geopolíticas, precios internacionales del GNL, tasa de cambio o costos logísticos, en el valor del gas que llega a Bogotá. En caso afirmativo, favor indicar resultados, escenarios y medidas de mitigación.**

Respuesta: De manera general, desde que se están realizando importaciones de gas para atender parte de los mercados regulados y no regulados, sí se presentan efectos en las tarifas de suministro de gas por factores externos como conflictos armados y variaciones geopolíticas que afectan los precios internacionales de GNL. Los precios internacionales de GNL son altamente sensibles a eventos geopolíticos y a choques de oferta y demanda, lo que se traduce en episodios de mayor volatilidad de precios. Ejemplo de ello es el reciente conflicto de Estados Unidos – Irán y el cierre del estrecho de Ormuz por donde circula alrededor del 20% del volumen global de GNL, que ha generado un incremento en los precios del mercado spot de GNL, que corresponde a las compras que actualmente los importadores de gas realizan en Colombia.

Por otra parte, la tasa de cambio también afecta los precios de gas, pues el componente de suministro (es decir, la molécula) se transa en dólares americanos. Adicionalmente, el incremento en los costos de transporte marítimo y seguros pueden amplificar el impacto de los precios internacionales sobre el costo del gas importado



que se incorpora al sistema nacional y, eventualmente, a los mercados de consumo como Bogotá.

Ahora bien, estas variaciones se incorporan en los escenarios de corto plazo donde se pueden ver los efectos en los próximos meses y hasta 1 año. Esto difiere de los ejercicios de planeación a mediano y largo plazo (de 2 a 10 años) donde se incorporan expectativas macro de TRM, precios internacionales de GNL de largo plazo, inflación y otros factores que afectan los mercados de gas. Generalmente los resultados de dichos análisis indican la necesidad de:

- La diversificación de las fuentes de suministro, tanto de gas nacional como de gas importado,
  - La actualización y reducción de las tarifas de transporte de gas. Se esperan actualizaciones en el corto plazo que permitan mejorar la competitividad del gas natural en diferentes segmentos de mercado,
  - El uso de contratos de importación de GNL de largo plazo que reduzcan la exposición a precios volátiles,
  - El fortalecimiento de la infraestructura de regasificación para mejorar la confiabilidad del mercado de gas, y
  - La coordinación institucional para anticipar escenarios adversos, y desarrollar las mejoras normativas necesarias.
- 
- **Sírvase informar cuál ha sido la evolución del costo del servicio de gas en Bogotá desde 2016 a la fecha, discriminando por los componentes de suministro, transporte, distribución, comercialización y demás cargos aplicables. Favor indicar cuáles variaciones obedecen a decisiones regulatorias o nacionales y cómo se han reflejado en la factura final de los usuarios bogotanos.**

Respuesta: El costo del servicio de gas natural para los usuarios en Bogotá está compuesto principalmente por los cargos de suministro, transporte, distribución, comercialización, y otros cargos regulados asociados (pérdidas reconocidas, contribuciones y subsidios, entre otros). A continuación, se presenta la evolución de las tarifas y los componentes del servicio de gas en Bogotá desde enero de 2016 a marzo de 2026:

TARIFAS REGULADAS MES DE PUBLICACION	TRM \$/USD mes anterior	IPP Colombia valor absoluto mes anterior	IPC Colombia valor absoluto mes anterior	Suministro (Gm)	Transporte (Tm)	Pérdidas (P)	Distribución (Dm)	Cargo Variable Unitario Cuv (\$/m3 v)	Cargo Fijo (\$/factura)
ene-16	3149,47	109,57	126,15	630,17	472,69	3,12%	410,75	1549,07	2813
feb-16	3287,31	110,77	127,78	770,25	514,60	3,24%	414,82	1742,69	2846
mar-16	3306,00	111,68	129,41	662,55	448,69	3,24%	418,15	1566,57	2879
abr-16	3022,35	111,22	130,63	597,54	468,44	3,24%	415,98	1517,62	2902
may-16	2851,14	110,86	131,28	569,78	391,53	3,24%	414,20	1407,67	2913
jun-16	3069,17	111,52	131,95	665,79	425,28	3,24%	416,96	1544,54	2924
jul-16	2916,15	112,18	132,58	615,61	373,56	3,24%	419,34	1441,61	2935
ago-16	3081,75	112,15	133,27	594,86	299,79	3,24%	418,06	1342,67	2946
sep-16	2933,82	110,94	132,85	532,13	410,22	3,24%	413,83	1387,71	2933
oct-16	2879,95	110,58	132,78	548,87	424,10	3,24%	412,77	1418,31	2928
nov-16	2967,66	110,66	132,70	566,25	433,08	3,24%	412,63	1445,43	2923
dic-16	3165,09	111,80	132,85	637,24	444,34	3,24%	416,08	1533,90	2922
ene-17	3000,71	111,34	133,40	688,11	528,66	3,24%	413,57	1671,13	2931
feb-17	2936,66	111,74	134,77	768,86	501,48	3,20%	414,24	1726,57	2957
mar-17	2896,27	111,50	136,12	662,40	445,77	3,20%	413,64	1558,44	2983
abr-17	2880,24	111,83	136,76	673,68	461,39	3,20%	414,79	1587,38	2993
may-17	2947,85	111,29	137,40	732,98	449,05	3,20%	412,36	1633,47	3003
jun-17	2920,42	111,33	137,71	690,32	427,07	3,20%	411,70	1566,03	3006
jul-17	3038,26	111,24	137,87	754,84	535,09	3,20%	410,57	1743,14	3006
ago-17	2995,23	111,81	137,80	764,63	454,20	3,20%	412,24	1671,36	3001
sep-17	2937,09	112,00	137,99	715,33	431,19	3,20%	412,87	1597,29	3001
oct-17	2936,67	111,88	138,05	707,26	501,38	3,20%	411,99	1660,59	2999
nov-17	3011,44	112,19	138,07	717,03	452,25	3,20%	412,32	1620,25	2995
dic-17	3006,09	113,26	138,32	698,12	459,34	3,20%	415,81	1611,53	2997
ene-18	2984,00	113,41	138,85	676,47	522,09	3,20%	416,29	1654,47	3005
feb-18	2844,14	113,31	139,72	640,91	451,04	3,20%	415,13	1543,18	3020
mar-18	2855,93	113,57	140,71	673,06	480,01	3,20%	416,72	1607,91	3038
abr-18	2780,47	113,68	141,05	688,80	534,59	3,20%	415,95	1679,78	3041
may-18	2806,28	113,43	141,70	644,51	468,61	3,20%	414,23	1564,15	3051
jun-18	2879,32	114,46	142,06	617,99	431,00	3,20%	417,93	1501,60	3055
jul-18	2930,80	114,67	142,28	618,57	454,72	3,20%	418,26	1527,03	3056
ago-18	2875,72	114,55	142,10	625,11	402,77	3,30%	417,72	1480,68	3048
sep-18	3027,39	114,74	142,27	709,09	433,64	3,30%	417,97	1599,70	3048
oct-18	2972,18	116,10	142,50	675,70	474,09	3,30%	422,49	1611,52	3049
nov-18	3202,44	116,93	142,67	716,74	467,78	3,30%	425,06	1650,00	3049
dic-18	3240,02	117,02	142,84	705,50	492,05	3,30%	424,93	1663,35	3049
ene-19	3249,75	116,91	100,00	670,18	518,01	3,30%	424,46	1653,20	3053
feb-19	3163,46	117,18	100,60	733,17	521,05	3,30%	424,98	1722,00	3068
mar-19	3072,01	117,38	101,18	623,32	504,91	3,30%	424,50	1591,23	3082
abr-19	3174,79	117,82	101,62	655,49	534,76	3,30%	426,02	1656,89	3091
may-19	3247,72	118,86	102,12	651,90	541,29	3,30%	429,33	1663,24	3103
jun-19	3357,82	120,19	102,44	702,92	518,46	3,30%	434,06	1697,12	3108
jul-19	3205,67	119,76	102,71	643,62	556,87	3,30%	431,67	1673,13	3113
ago-19	3296,85	120,73	102,94	616,30	468,39	3,30%	434,31	1556,02	3116
sep-19	3427,29	121,60	103,03	672,42	489,57	3,30%	436,99	1638,63	3115
oct-19	3462,01	122,23	103,26	691,45	549,42	3,30%	439,17	1722,39	3118
nov-19	3389,94	122,56	103,43	679,48	499,95	3,30%	439,89	1659,57	3119
dic-19	3522,48	122,31	103,54	558,97	535,84	3,30%	438,14	1570,31	3118
ene-20	3277,14	122,36	103,80	755,73	510,28	3,30%	438,25	1747,46	3122
feb-20	3411,45	122,34	104,24	832,11	466,96	3,30%	438,08	1781,48	3131
mar-20	3539,86	122,34	104,94	794,94	546,70	3,30%	438,01	1825,44	3149
abr-20	4064,81	123,27	105,53	835,32	596,23	3,30%	440,47	1920,87	3162
may-20	3983,29	122,59	105,70	796,85	573,70	3,30%	437,20	1854,52	3163
jun-20	3718,82	122,50	105,36	766,64	542,75	3,30%	436,42	1790,49	3149
jul-20	3758,91	122,59	104,97	734,82	558,39	3,30%	436,28	1773,62	3134
ago-20	3739,49	122,76	104,97	742,24	485,50	3,30%	436,42	1706,06	3130
sep-20	3760,38	123,54	104,96	755,66	501,97	3,30%	438,72	1739,27	3126
oct-20	3878,94	123,70	105,29	796,86	555,58	3,30%	438,83	1837,42	3132
nov-20	3858,56	124,42	105,23	775,87	540,30	3,30%	441,30	1802,39	3126
dic-20	3611,44	124,31	105,08	703,97	522,33	3,30%	440,44	1708,59	3117

TARIFAS REGULADAS MES DE PUBLICACION	TRM \$/USD mes anterior	IPP Colombia valor absoluto mes anterior	IPC Colombia valor absoluto mes anterior	Suministro (Gm)	Transporte (Tm)	Pérdidas (P)	Distribución (Dm)	Cargo Variable Unitario Cuv (\$/m3 v)	Cargo Fijo (\$/factura)
ene-21	3432,50	124,38	105,48	692,79	552,03	3,30%	439,84	1727,14	3125
feb-21	3559,46	126,22	105,91	744,96	594,23	3,30%	445,87	1830,76	3134
mar-21	3624,39	128,19	106,58	759,56	606,53	3,30%	452,75	1865,46	3150
abr-21	3736,91	131,04	107,12	729,34	606,39	3,30%	462,32	1843,63	3162
may-21	3712,89	132,94	107,76	746,07	591,91	3,30%	468,53	1852,17	3177
jun-21	3715,28	136,10	108,84	775,81	605,02	3,10%	478,33	1903,34	3205
jul-21	3756,67	136,81	108,78	759,50	648,46	3,30%	480,31	1936,32	3199
ago-21	3867,88	138,63	109,14	762,48	572,29	3,30%	486,17	1866,49	3206
sep-21	3806,87	139,38	109,62	821,64	438,16	3,30%	489,15	1791,94	3216
oct-21	3834,68	140,73	110,04	887,84	477,56	3,30%	492,50	1904,50	3224
nov-21	3784,44	142,56	110,06	954,84	395,94	3,30%	498,37	1895,25	3221
dic-21	4010,98	145,30	110,60	992,50	437,11	3,30%	507,41	1985,81	3232
ene-22	3981,16	147,65	111,41	915,46	593,32	3,30%	515,53	2075,80	3252
feb-22	3982,60	152,80	113,26	568,19	734,47	3,30%	531,55	1876,66	3302
mar-22	3910,64	156,94	115,11	894,37	678,63	3,30%	546,80	2173,48	3352
abr-22	3748,15	160,65	116,26	878,25	615,62	3,30%	558,64	2103,49	3381
may-22	3966,27	162,89	117,71	963,04	659,37	3,30%	565,33	2243,11	3419
jun-22	3912,34	166,84	118,70	888,33	598,42	3,30%	578,95	2116,44	3443
jul-22	4127,47	167,21	119,31	913,23	660,02	3,30%	579,61	2206,55	3457
ago-22	4300,30	171,40	120,27	1017,43	694,03	3,30%	591,43	2361,30	3480
sep-22	4400,16	170,53	121,50	1030,83	655,81	3,30%	587,80	2332,00	3511
oct-22	4532,07	171,26	122,63	1062,85	695,15	3,30%	590,21	2408,20	3539
nov-22	4819,42	174,12	123,51	1169,95	733,29	3,30%	599,42	2567,61	3560
dic-22	4809,51	177,36	124,46	1220,44	652,77	3,30%	611,01	2548,15	3583
ene-23	4810,20	176,17	126,03	1202,77	689,37	3,30%	605,73	2562,44	3624
feb-23	4632,20	178,76	128,27	1290,19	766,35	3,30%	615,06	2741,78	3684
mar-23	4808,14	181,43	130,40	1132,24	747,55	3,30%	623,59	2567,53	3740
abr-23	4627,27	181,36	131,77	1089,52	732,84	3,30%	622,14	2506,69	3775
may-23	4627,27	181,36	131,77	1089,52	732,84	3,30%	622,14	2506,69	3775
jun-23	4408,65	177,70	133,38	1056,38	694,03	3,30%	607,24	2417,38	3811
jul-23	4191,28	174,91	133,78	1026,28	782,44	3,30%	598,10	2468,54	3818
ago-23	3923,49	173,52	134,45	953,86	736,37	3,30%	591,18	2339,09	3832
sep-23	4085,33	175,60	135,39	989,12	720,82	3,30%	598,15	2366,44	3854
oct-23	4053,76	177,12	136,11	887,54	778,80	3,30%	603,21	2326,42	3870
nov-23	4060,83	177,43	136,45	989,81	700,33	3,30%	603,10	2350,92	3875
dic-23	3980,67	176,20	137,09	861,83	712,53	3,30%	597,76	2225,85	3888
ene-24	3822,05	174,58	137,72	963,33	779,54	3,30%	592,15	2394,50	3901
feb-24	3925,60	175,64	138,98	998,47	886,04	3,30%	595,64	2544,46	3932
mar-24	3933,56	177,35	140,49	922,63	715,46	3,30%	599,75	2293,74	3970
abr-24	3842,30	177,30	141,48	1002,95	563,77	3,30%	598,95	2219,14	3993
may-24	3873,44	177,97	142,32	988,31	558,32	3,30%	601,11	2200,52	4011
jun-24	3874,32	177,66	142,92	1054,71	548,34	3,30%	599,41	2257,17	4023
jul-24	4148,04	178,94	143,38	1188,32	579,02	3,30%	602,57	2430,22	4031
ago-24	4089,05	179,30	143,67	1126,81	520,47	3,30%	603,66	2307,16	4034
sep-24	4160,31	177,83	143,67	1083,47	514,03	3,30%	598,09	2250,11	4029
oct-24	4164,21	179,48	144,02	1151,91	548,47	3,30%	604,06	2362,47	4034
nov-24	4164,21	179,48	144,02	1151,91	548,47	3,30%	604,06	2362,47	4034
dic-24	4419,59	182,95	144,22	1289,55	514,92	3,30%	613,88	2479,93	4029
ene-25	4409,15	184,52	144,88	1844,46	817,62	3,30%	617,95	3370,88	4043
feb-25	4170,01	185,53	146,24	1604,97	526,97	3,30%	621,22	2825,91	4076
mar-25	4120,11	185,82	147,90	1692,63	573,01	2,40%	621,53	2942,88	4117
abr-25	4192,57	185,65	148,68	1708,93	490,95	3,30%	619,76	2894,71	4133
may-25	4198,83	185,83	149,660	1654,66	530,51	3,30%	620,80	2880,54	4155
jun-25	4148,72	183,77	150,140	1500,23	527,87	3,30%	612,73	2710,04	4164
jul-25	4069,67	182,59	150,300	1450,65	672,27	3,30%	608,16	2803,53	4163
ago-25	4179,69	183,70	150,710	1496,13	541,93	3,30%	611,20	2718,81	4169
sep-25	4018,41	184,71	150,990	1478,84	583,64	3,30%	614,99	2747,85	4171
oct-25	3901,29	185,47	151,480	1438,91	632,88	3,30%	599,20	2741,69	4180
nov-25	3870,42	184,37	151,760	1324,73	582,57	3,30%	598,11	2570,50	4182
dic-25	3744,43	182,00	151,870	1335,32	549,31	3,30%	594,74	2543,69	4180
ene-26	3757,08	181,10	152,270	1309,37	583,81	3,30%	593,62	2551,41	4186
feb-26	3670,47	183,01	154,070	1336,54	564,30	3,30%	600,88	2566,59	4230
mar-26	3766,30	184,17	155,730	1429,13	577,69	3,30%	606,12	2681,43	4270

- **Suministro:**

Desde 2016, el costo de suministro ha presentado variaciones asociadas principalmente a las condiciones del mercado nacional del gas, la disponibilidad de oferta, la suscripción de nuevos contratos y, en algunos periodos, al aumento en la dependencia de fuentes con mayores costos. Estas variaciones responden principalmente a dinámicas de mercado y a lineamientos regulatorios aplicables a la contratación del gas natural.

- **Transporte:**

El componente de transporte ha variado como resultado de actualizaciones tarifarias derivadas de los esquemas regulatorios definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), así como de la entrada en operación de nueva infraestructura y procesos de indexación periódica.

- **Distribución:**

La evolución del cargo de distribución obedece a la aplicación de los marcos tarifarios vigentes, los cuales reconocen inversiones, costos de operación y mantenimiento, y esquemas de eficiencia definidos por la regulación. Estos cargos se actualizan mensualmente conforme a la regulación tarifaria establecida por la CREG.

- **Comercialización:**

Este componente ha presentado ajustes asociados a actualizaciones conforme a la regulación tarifaria establecida por la CREG.

## **Reflejo en la factura final de los usuarios**

Si bien el usuario percibe un valor total, los ajustes en cada componente han contribuido de forma diferenciada a incrementos o reducciones, dependiendo del momento y del componente afectado.

Cabe señalar que la tarifa final aplicada al usuario corresponde a la suma de componentes definidos y regulados por la autoridad competente, y que las variaciones observadas responden al marco normativo vigente en cada periodo, sin que exista discrecionalidad por parte del comercializador en su determinación.

- **Sírvase informar si la entidad ha recibido reclamaciones, reportes o alertas por incrementos atípicos en la factura de gas en Bogotá, indicando número de casos, principales causas identificadas, localidades con mayor afectación y acciones de inspección, vigilancia, control o acompañamiento adelantadas.**

Respuesta: Sobre el particular nos permitimos indicar que promedio mes tenemos un número de reclamaciones de los usuarios asociados a incremento en su factura asociados por consumo y periodo de facturación (circunstancias típicas de inconformidad) pero no relacionadas con casuística asociadas en temas de alzas por desabastecimiento de gas y/o importación o negociaciones objeto del presente cuestionario.

- **Sírvase informar si Bogotá cuenta con un plan de contingencia o estrategia frente a un eventual desabastecimiento, restricción o encarecimiento del gas, indicando responsables, rutas de actuación y priorización de usuarios. Así mismo, señalar qué medidas se han adoptado o se consideran necesarias, en articulación con la Nación, para proteger a los hogares bogotanos y cuáles ya están en implementación.**

Respuesta: En el año 2025, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la Resolución 102 015, mediante la cual se define el mecanismo vigente para la contratación del suministro de gas natural en Colombia.

Dicha norma establece que, mientras existan condiciones deficitarias —entendidas como una mayor demanda solicitada que oferta disponible—, la asignación del gas natural disponible debe priorizar la atención de la denominada demanda esencial. Esta demanda se organiza en el siguiente orden de prioridad:

- (i) las estaciones de compresión del Sistema Nacional de Transporte;
- (ii) los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales conectados a las redes de distribución;
- (iii) el Gas Natural Vehicular (GNV);
- (iv) las refinerías;

Una vez atendidos o adquirido el suministro de los 4 segmentos de la demanda esencial, se puede atender o adquirir el suministro para la demanda industrial.

Bajo este esquema de priorización, es poco probable que un hogar en Bogotá enfrente situaciones de desabastecimiento al estar en segundo orden de prioridad. No obstante, sectores ubicados en niveles inferiores de prioridad, como el Gas Natural Vehicular, presentan un mayor riesgo de desabastecimiento en el suministro, dependiendo de las condiciones de oferta existentes. La industria, al encontrarse en



el último nivel de prioridad, es el segmento con mayor exposición al desabastecimiento en escenarios de estrechez del mercado.

La priorización establecida por la regulación constituye una garantía de suministro para ciertos segmentos de la demanda; sin embargo, no representa una garantía de precio. En Colombia, el precio del gas natural, conforme al marco regulatorio vigente, se determina de manera libre por los productores, los cuales pertenecen mayoritariamente al Grupo Ecopetrol. En este contexto, las condiciones actuales de oferta deficitaria han llevado a un encarecimiento del gas nacional, alcanzando niveles cercanos a los precios del gas natural importado.

En consecuencia, las estrategias para mitigar el impacto en precios se han orientado a la búsqueda de medidas que optimicen la contratación de largo plazo, de tal manera que sea posible acceder a gas natural importado a precios más competitivos, lo cual permitiría introducir señales de competencia sobre el gas nacional. Adicionalmente, se exploran alternativas estructurales para el país, como el desarrollo de yacimientos no convencionales, que podrían ofrecer condiciones de mayor competitividad, así como la eventual importación de gas desde Venezuela a precios competitivos, sin embargo, su adopción depende de las condiciones geopolíticas que se presenten.

Otra de las medidas promovidas por el Grupo Vanti para mejorar la competitividad del servicio consiste en eliminar el esquema de remuneración del transporte basado en la distancia. Bajo el esquema actual, entre más alejada se encuentre la fuente de suministro, mayor es el número de tramos tarifarios que deben pagarse. La propuesta consiste en agrupar o “estampillar” los tramos, de modo que, independientemente de la ubicación de la fuente y de la demanda, el gas pueda transportarse a una tarifa uniforme, lo que representaría ahorros significativos para los usuarios del interior del país. Si bien se presentó un análisis beneficio-costó favorable, la definición regulatoria de esta propuesta se encuentra pendiente de decisión por parte de la CREG.

Adicionalmente, otro elemento relevante para el mejoramiento de la competitividad corresponde a la definición de las nuevas tarifas de transporte de gas natural, las cuales actualmente se encuentran en la CREG pendientes de la resolución de recursos de reposición. Estas decisiones podrían generar un alivio cercano al 20 % en el componente de transporte.

Todo lo anterior aplica en escenarios de déficit de abastecimiento como el que se presenta actualmente. Sin embargo, en caso de contingencias asociadas a fallas en algunas de las principales fuentes de suministro o en los sistemas de transporte, la regulación contempla un mecanismo de racionamiento que prioriza la atención de la demanda esencial conforme a su orden de prioridad. En estos escenarios, los hogares mantienen una garantía de abastecimiento y, por mandato normativo, es usualmente



la industria la que absorbe los efectos de la contingencia, cediendo su gas para atender a los demás sectores.

Para estos casos, existe un análisis de costos de racionamiento que determina, con base en criterios geográficos y operativos, cuáles industrias deben ser interrumpidas en su suministro. El análisis de que industria, según la región, debe interrumpirse primero se presenta en la tabla siguiente tabla con el denominado costo de racionamiento (última columna):

Sector	Región	[COP / m3] Dic 2023			[USD / kPC] Dic. 2023		
		Costo de Interrupción (a)	Tarifa del Servicio (b)	Costo de Racionamiento (a+b)	Costo de Interrupción (a)	Tarifa del Servicio (b)	Costo de Racionamiento (a+b)
Industria	Andina	1004,56	2171,59	3176,14	7,29	15,77	23,06
	Central	4441,80	2246,93	6688,72	32,25	16,31	48,57
	Caribe	2348,31	1902,05	4250,36	17,05	13,81	30,86
	Occidental	652,86	2317,31	2970,17	4,74	16,83	21,57

Tabla 7-2. Distribución de Costos de Racionamiento por Región y Sector

Fuente: Estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural,

En conclusión, ante un racionamiento por contingencia en el sistema Bogotá —que hace parte de la región Central—, esta no sería la primera zona afectada, sino que el racionamiento se realiza con base en las regiones con menor corto de racionamiento, es decir, previamente, antes de cortar el suministro de Bogotá, se realizarían interrupciones en algunos suministros industriales de las regiones Occidental, Andina y Caribe, con el fin de solventar la situación.

4. **Sírvase informar si se han presentado cortes, suspensiones o afectaciones en el servicio de gas asociadas a daños en redes, mantenimientos, fallas operativas, intervenciones de obra, emergencias, conexiones ilegales, fraude o hurto de infraestructura. Favor desagregar por año, localidad, número de usuarios afectados, tiempo de restablecimiento y acciones correctivas.**

Respuesta: Se anexa tabla con los casos de suspensiones presentados en el año 2025 por localidad y tiempos promedio de restablecimiento:

Localidad	Cantidad casos afectación de suministro	Sumatoria clientes con afectación	Tiempo promedio de rehabilitación
Antonio Nariño	104	2.363	6:32:55
Barrios Unidos	22	951	5:56:52
Bosa	140	14.480	5:08:37

Chapinero	86	4.947	10:20:59
Ciudad Bolívar	237	6.884	5:19:03
Engativá	144	6.955	5:29:38
Fontibón	132	17.445	8:35:45
Kennedy	151	31.205	4:55:32
La Candelaria	10	339	5:00:18
Los Mártires	10	2.601	9:32:06
Puente Aranda	138	5.587	4:27:27
Rafael Uribe	75	1.187	4:23:08
San Cristóbal	113	11.511	5:41:39
Suba	215	23.883	7:00:52
Teusaquillo	32	1.829	4:17:36
Tunjuelito	52	1.630	4:48:47
Usaquén	125	16.235	6:48:33
Usme	16	1.872	3:25:53
<b>TOTAL</b>	<b>1.802</b>	<b>151.904</b>	<b>6:02:29</b>

En cuanto a las acciones correctivas tomadas en los casos en los que se presentó afectación del suministro, se activaron de manera inmediata los protocolos de atención a través del área de Emergencias, garantizando una respuesta oportuna y coordinada. La empresa dispone de la línea 164, habilitada para la atención 24/7 de los reportes realizados por la ciudadanía, lo que permite una gestión continua de las incidencias asociadas a la prestación del servicio.

Adicionalmente, se realiza el despliegue de unidades técnicas en campo, encargadas de evaluar la situación, poner en seguridad la zona afectada, mitigar riesgos y ejecutar las labores técnicas necesarias para la rehabilitación del suministro en el menor tiempo posible, conforme a las condiciones operativas y de seguridad lo permitan.

De manera complementaria, se viene adelantando una campaña integral de prevención de daños, dirigida tanto a las empresas que ejecutan obras como a los clientes y la comunidad en general, con el propósito de promover el conocimiento y la aplicación de buenas prácticas sobre la infraestructura de la red de distribución, el cumplimiento de las medidas de seguridad y el uso adecuado de la información técnica disponible, contribuyendo así a la reducción de riesgos y a la protección de las redes y continuidad del servicio.

- **Sírvase informar el número de denuncias, investigaciones, capturas, reportes administrativos o actuaciones conocidas por la entidad relacionadas con hurto de gas, defraudación de fluidos, conexiones no autorizadas, alteración de medidores, manipulación de redes o robo de tubería e infraestructura**

asociada al servicio de gas en Bogotá, desde 2024 a la fecha, desagregado por año y localidad.

Respuesta: A continuación, se presenta la información solicitada:

**I) Número de denuncias del 2024 a la fecha.**

Año	Apoderamiento de hidrocarburos	Defraudación de fluidos	Total, general
2024	3	41	44
2025	7	76	83
2026	1	43	44
<b>Total, general</b>	<b>11</b>	<b>160</b>	<b>171</b>

171 denuncias por localidad, así:

Localidad	2024	2025	2026	Total, general
Antonio Narino	-	1	-	1
Barrios Unidos	2	2	2	6
Bosa	-	3	8	11
Chapinero	4	-	-	4
Ciudad Bolivar	2	4	1	7
Engativá	4	18	12	34
Fontibón	3	5	2	10
Kennedy	6	8	2	16
La Calera	-	-	1	1
Los Mártires	-	1	1	2
Madrid	-	1	-	1
Puente Aranda	2	8	-	10
Rafael Uribe Uribe	4	10	1	15
San Cristobal	1	5	3	9
Santa Fe	2	-	-	2
Sibaté	-	3	-	3
Soacha	1	4	1	6
Suba	1	-	7	8
Teusaquillo	1	2	-	3

Tunjuelito	4	1	1	6
Usaquén	5	4	1	10
Usme	2	3	1	6
<b>Total, general</b>	<b>44</b>	<b>83</b>	<b>44</b>	<b>171</b>

**i. Número de investigaciones del 2024 hasta la fecha contra bandas Criminales.**

Desde el año 2024 y hasta la fecha, se han adelantado un total de siete (7) investigaciones relacionadas con la presunta participación de bandas criminales.

**ii. Número de capturas del 2024 hasta la fecha.**

Desde el año 2024 y hasta la fecha, se han efectuado doce (12) capturas en el marco de las investigaciones adelantadas.

**iii. Número de expedientes administrativos tramitados del 2024 hasta la fecha.**

Localidad	2024	2025	2026	TOTAL
Antonio Narino	48	40	7	95
Barrios Unidos	51	78	5	134
Bosa	156	126	38	320
Chapinero	68	90	14	172
Ciudad Bolivar	24	93	19	136
Engativá	139	243	52	434
Fontibón	111	90	19	220
Kennedy	226	280	36	542
La Candelaria	7	31	-	38
Los Mártires	38	78	9	125
Puente Aranda	58	113	3	174
Rafael Uribe Uribe	35	89	22	146
San Cristobal	16	55	18	89
Santa Fe	19	85	5	109
Suba	92	215	40	347
Teusaquillo	63	109	5	177
Tunjuelito	12	75	14	101
Usaquén	20	76	12	108
Usme	15	60	26	101

TOTAL	1198	2026	344	3568
-------	------	------	-----	------

#### iv. Cifra relacionada con el hurto de tubería e infraestructura

A la fecha, la compañía no cuenta con cifras registradas asociadas al hurto de tubería o infraestructura que estén directamente relacionados con el hurto del servicio de gas natural.

- En relación con la pregunta anterior, sírvase indicar si estas conductas han generado impactos en la continuidad, seguridad, calidad o tarifa del servicio de gas en la ciudad, explicando en detalle los efectos técnicos, económicos y operativos identificados.

Respuesta: Respecto del impacto en la tarifa para los usuarios por efectos de las pérdidas:

Las pérdidas máximas reconocidas están definidas en la resolución CREG 127 de 2013, modificada por la resolución CREG 033 de 2015. La fórmula definida en el artículo 18 está compuesta por dos factores: 1) el error de medición, que depende del tipo de usuario; y 2) un valor del 0.5% que recoge todas aquellas variables distintas del error de medición, como pérdidas técnicas o fraudes. Así las cosas, en caso de que exista un nivel de fraude que lleve a que el cálculo de pérdidas sea superior, dicho valor no puede ser trasladado a los usuarios y es asumido por la Empresa. Dado lo anterior, los niveles de fraude superiores a los establecidos por la CREG no se trasladan a los usuarios.

#### i. El hurto al servicio del gas natural genera impacto en la continuidad, calidad y seguridad del servicio

Respuesta: En el marco de la prestación del servicio público domiciliario de gas natural, la compañía implementa de manera permanente controles preventivos, protocolos de seguridad y actividades de inspección orientadas a la gestión de los riesgos inherentes a la operación del sistema, priorizando la protección de la vida, la integridad de las personas y la seguridad de la infraestructura.

Sin embargo, el hurto de gas natural y otras intervenciones no autorizadas en la red de distribución constituyen un factor crítico de riesgo, en la medida en que alteran las condiciones técnicas de operación, comprometen la hermeticidad de las instalaciones y afectan el control del flujo de gas, aumentando la probabilidad de fugas y la ocurrencia de eventos críticos como incendios o explosiones. Estas prácticas también



pueden generar interrupciones no programadas del servicio y afectar su calidad y continuidad.

En particular, acciones tales como conexiones ilegales, soldaduras defectuosas, uniones inadecuadas o cualquier intervención realizada por personal no certificado representan un riesgo significativo para la seguridad de las personas y la integridad de la red, razón por la cual la operación del sistema debe realizarse estrictamente conforme a los estándares técnicos y normativos vigentes y por personal debidamente autorizado.

Ante la identificación de condiciones inseguras, resulta necesario adoptar medidas de mitigación del riesgo, las cuales pueden incluir la intervención técnica de las instalaciones y, de ser necesario, la suspensión preventiva del servicio, con el fin de restablecer condiciones seguras de operación y salvaguardar a los usuarios y a la comunidad en general.

Finalmente, es importante destacar que, como resultado del fortalecimiento de los controles de seguridad y de las acciones preventivas frente al hurto del servicio del gas natural, en los últimos años no se han presentado eventos que comprometan la seguridad de las personas o de la comunidad, lo que evidencia la efectividad de las medidas implementadas por la Compañía, así como garantizar la calidad y continuidad del servicio en los usuarios.

Atentamente,

**GIOVANNI SUÁREZ GARZÓN**  
Apoderado Especial  
**Vanti S.A. E.S.P.**