Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

Bogotá D. C., 13 de octubre de 2026

Doctor
DIEGO ALEJANDRO GONZÁLEZ GONZÁLEZ
Secretario General
Senado de la República
Email: secretaria.general@senado.gov.co
Ciudad

Asunto: Respuesta Cuestionario de Debate de Control Político – Proposición No. 49 de 2026.

Respetado Dr. González,

Cordial saludo. En atención al debate de control político sobre *"la crisis del sector de gas en Colombia, sus implicaciones en la tarifas para los usuarios, la industria y el suministro de energía, así como el riesgo de suministro y sus consecuencias"*, aprobado por la Plenaria del Senado de la República mediante Proposición No. 49 de 2026, presentada por el Honorable Senador Miguel Ángel Barreto Castillo y otros, de manera atenta se da respuesta al cuestionario formulado a esta Compañía, aquellas establecidas en el acápite de Ecopetrol y empresas del sector y las asignadas mediante la Proposición Aditiva No. 76 de 2026 como se indica a continuación:

"1. Producción Local: Presente el cronograma detallado de entrada en operación comercial de los descubrimientos de gas en el Caribe colombiano (Bloques costa afuera). ¿Qué inversiones fijas se ejecutarán para conectar este gas a la red nacional de gasoductos?"

A continuación, se presentan los cronogramas de desarrollo de los proyectos costa afuera (offshore) del Caribe Colombiano:

1. **PROYECTO SIRIUS.**

El principal desarrollo offshore actualmente en fase de maduración corresponde al proyecto Sirius, ubicado en el bloque GUA-OFF-0, considerado el mayor descubrimiento de gas natural de la historia de Colombia, con un potencial estimado de más de 6 terapiés cúbicos de gas en sitio.

- **Cronograma estimado de desarrollo e incorporación comercial de Sirius.**

El proyecto Sirius se encuentra actualmente en fase de evaluación y maduración técnica, ambiental y social, con una fecha estimada de entrada en producción comercial durante el cuarto trimestre de 2030, condicionada a la obtención de los permisos y licencias requeridos y al cumplimiento de los hitos de aprobación del proyecto.

- **Fase de preparación para la Decisión Final de Inversión (por sus siglas en inglés Final Investment Decision - FID).**

La FID está prevista para el cuarto trimestre de 2027, una vez se cumplan las actividades críticas del proyecto. Es importante mencionar que, las fechas de FID, entrada en operación e incorporación

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Correos electrónicos:
participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co
quejasysoluciones@ecopetrol.com.co

Página WEB: www.ecopetrol.com.co
Contac center: 310 315 8600
Línea telefónica nacional: 018000918418

ECP-INFORMACION PUBLICA

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

comercial, corresponden a cronogramas estimados sujetos a la obtención de permisos, licencias, aprobaciones corporativas y demás condiciones habilitantes del proyecto.

a) Componente social y ambiental:

- Culminación de los procesos de consulta previa y formalización de acuerdos con las comunidades potencialmente impactadas.
- Radicación ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) de los Estudios de Impacto Ambiental requeridos para el desarrollo del proyecto.
- Obtención de los permisos y licencias ambientales correspondientes.

b) Componente técnico offshore:

- Finalización de los estudios metoceánicos, batimétricos, geotécnicos y demás investigaciones requeridas para el diseño definitivo de la infraestructura submarina.
- Culminación de la ingeniería y definición de los sistemas submarinos de producción y transporte.

c) Componente de procesamiento de gas:

- Definición y contratación del esquema para la prestación del servicio de tratamiento de gas en tierra.

- **Fase de ejecución.**

Una vez adoptada la FID, se desarrollarán las actividades de compras, construcción e instalación de infraestructura offshore y onshore, actividades que típicamente toman alrededor de 3 años, con el objetivo de alcanzar el inicio de producción comercial hacia finales del año 2030.

- **Inversiones requeridas para conectar el gas del Caribe colombiano al Sistema Nacional de Transporte.**

Para el desarrollo de Sirius, se contemplan inversiones estimadas de USD $2.900 millones (brutos) de acuerdo con la fase de maduración actual para el desarrollo de producción, de los cuales aproximadamente USD $1.600 millones corresponderían a la participación de Ecopetrol.

2. PROYECTO KRONOS - GLAUCUS - GORGON (KGG).

Según los análisis de planeación actualmente adelantados, la producción de KGG podría incorporarse aproximadamente después del 2033, sujeto a la maduración técnica, comercial, ambiental y regulatoria del proyecto.

De otra parte, con relación a este punto se indica que otros descubrimientos se encuentran en etapa de evaluación y delimitación de recursos. En consecuencia, a la fecha no existe un cronograma oficial de desarrollo ni una fecha definida para su incorporación comercial.

"2. Contratos de Oferta: Explique el estado de las declaraciones de producción y la disponibilidad de gas para la venta firme en el mercado regulado y no regulado. ¿Por qué la oferta comercializable disponible ha caído sustancialmente frente a las necesidades del mercado?"

Ecopetrol S.A. ha dado estricto cumplimiento a la normativa aplicable en materia de comercialización de suministro de gas natural.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Correos electrónicos:
participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co
quejasysoluciones@ecopetrol.com.co

Página WEB: www.ecopetrol.com.co
Contac center: 310 315 8600
Línea telefónica nacional: 018000918418

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

En cumplimiento de lo dispuesto en el literal a) del artículo 21 de la referida Resolución CREG 102 015 de 2025, Ecopetrol S.A., en su calidad de productor-comercializador, realiza trimestralmente, el primer día hábil de cada trimestre estándar de negociación, la declaración de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF) ante el Gestor del Mercado. Esta declaración incorpora un horizonte de hasta diez (10) años (40 trimestres estándar) ante el Gestor del Mercado.

La proyección de la disponibilidad declarada obedece a la revisión integral de diferentes variables, que considera entre otros aspectos, los pronósticos de producción de los campos soportados en reservas probadas y probables (2P), la liberación de cantidades asociadas a la terminación de compromisos contractuales vigentes, los resultados de eficiencias operativas, la optimización de consumos propios de gas natural mediante sustitución energética y la programación de mantenimientos de equipos y unidades de proceso. Estas variables también se reflejan en las actualizaciones de la declaración de producción de gas natural presentadas ante el Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con el balance comercial evaluado y publicado por el Gestor del Mercado el 11 de septiembre de 2026, se observa un escenario deficitario[1] para el mercado de gas natural, en el cual los requerimientos proyectados de la demanda superan la oferta disponible durante el período comprendido entre diciembre de 2027 y noviembre de 2035. En términos generales, apenas se cuenta con una oferta declarada para su venta en firme para el año gas 2027.

La flexibilización regulatoria implementada desde finales de 2024 ha ampliado las alternativas de comercialización de gas natural, permitiendo negociaciones de corto, mediano y largo plazo, lo que contribuye a fortalecer el abastecimiento y la confiabilidad del suministro. En este contexto, Ecopetrol ha liderado la oferta de gas en firme en los procesos comerciales desarrollados bajo la Resolución CREG 102 015 de 2025, priorizando la atención de la demanda esencial y contribuyendo a la seguridad energética del país.

Como resultado de estos procesos, durante 2025 y 2026 se comercializaron volúmenes significativos de gas natural con entregas desde las plantas de Cupiagua, Cusiana y Floreña, permitiendo atender los requerimientos de la demanda en el corto y mediano plazo.

Proceso de Comercialización	Cantidad comercializada	Punto de entrega	Período de suministro
Jun. - Ago. 2025	41 - 71 GBTUD	Cupiagua y Cusiana	2026 - 2029
Sep. - Nov. 2025	4 - 17 GBTUD	Cusiana	2026 - 2028
Sep. - Nov. 2025	3 - 5 GBTUD	Floreña	2026 - 2028
Dic. 2025 - Feb. 2026	22 - 44 GBTUD	Cupiagua y Cusiana	Mar. - May. 2026
Mar. - May. 2026	15 - 46 GBTUD	Cupiagua y Cusiana	Jun. - Nov. 2026
Jun. - Ago. 2026	12 GBTUD	Cupiagua	Sep. - Nov. 2026

[1] Boletín No. 092 de 2026 publicado por el Gestor del Mercado de gas natural (11 de septiembre de 2026).

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Correos electrónicos:
participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co
quejasysoluciones@ecopetrol.com.co

Página WEB: www.ecopetrol.com.co
Contac center: 310 315 8600
Línea telefónica nacional: 018000918418

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

Sep. 2026 (en curso)	13 - 19 GBTUD	Cusiana y Cupiagua	Dic. 2026 - Feb. 2027

Tabla 1. Comercialización de volúmenes de gas natural durante 2025 y 2026.

Los contratos con interrupciones han permitido poner a disposición del mercado cantidades de hasta 30 GBTUD (Giga British Thermal Units per-Day), manteniendo la prioridad de atención de la demanda esencial y aportando flexibilidad al sistema.

En cuanto a la declaración de producción, el Ministerio de Minas y Energía (MME) a través de la Resolución 01375 del 27 de julio de 2026 publicó la última actualización de la Declaración de Producción 2026-2035, la cual presenta una declinación natural propia del agotamiento de los campos productores de hidrocarburos. El potencial de producción nacional[2] disminuye a una tasa promedio anual del 13% entre el 2026 y el 2035, siendo el Grupo Ecopetrol (GE) pareto en oferta con un promedio anual del 68%.

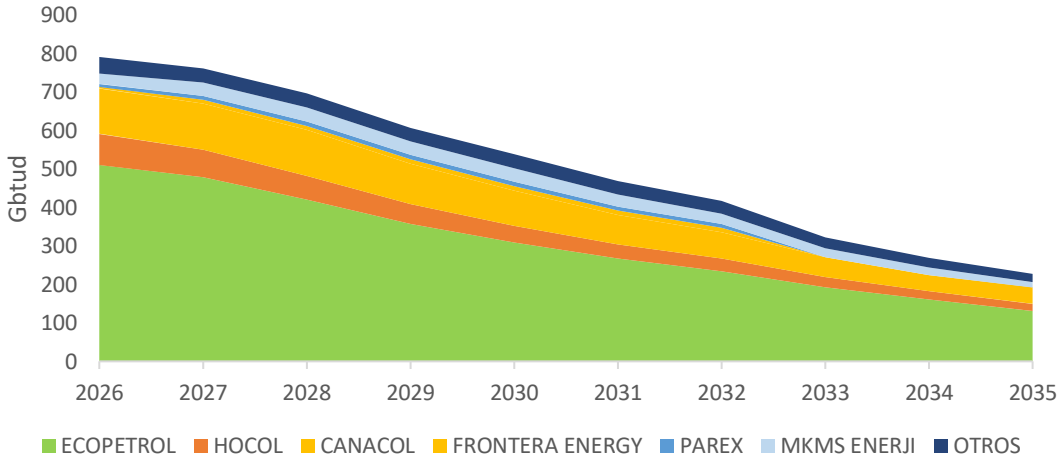


Ilustración 1. Declaración de Producción 2026-2035. Fuente: MME. Declaración de producción Julio de 2026 - ECP. Septiembre de 2026.

Por otro lado, los campos del Piedemonte y la Guajira, que al 2026 representan el 94% de la producción de gas de Ecopetrol S.A., presentan las siguientes condiciones:

- **Cusiana y Cupiagua-Recetor**: campos maduros con altos factores de recobro, en los que la energía del yacimiento se ha reducido hasta en un 80% a lo largo de 32 años de producción, que tienen mínima reinyección y alta irrupción de agua.
- **Pauto-Floreña**: declinación natural de los yacimientos e irrupción de agua que requiere restablecimiento de los niveles mínimos de reinyección de gas.
- **Gibraltar**: materialización de irrupción de agua severa. En el único pozo productor del campo, el Gibraltar 1, durante el cuarto trimestre del 2025 y el primer trimestre del 2026, se ejecutó

[2] Es el pronóstico de la cantidad de gas natural que los campos del país pueden producir diariamente en promedio durante un mes.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

un plan de mitigación que incluyó adquisición de información, cañoneo de zonas adicionales, aislamiento de zonas con presencia de agua, un piloto de dewatering (deshidratación de fluidos de perforación) a través de otro pozo (Gibraltar-2) e incremento de la capacidad de manejo de agua y optimización de los mínimos operativos en la planta Gibraltar, lo que permitió alargar la vida del pozo y continuar ofertando al mercado cerca de 27 millones de pies cúbicos por día (MPCD). Desde el 16 de agosto de 2026 se evidencia un nuevo incremento en la producción de agua que será evaluado para establecer la pertinencia de nuevas acciones de mitigación. Dada la incertidumbre del yacimiento y la condición de dependencia de un único pozo, es pertinente mantener la interrumpibilidad de estos volúmenes.

- **Ballena y Chuchupa**: declinación natural de los campos, los cuales presentan un factor de recobro superior al 88%, niveles alcanzables dada su condición de yacimiento de gas seco, lo que lo diferencia de los yacimientos de gas condensado y petróleo volátil como los de Piedemonte.

Cabe resaltar que la declinación de los campos mayores de Ecopetrol, particularmente los ubicados en Piedemonte y La Guajira, ha sido una condición identificada y comunicada al mercado desde hace varios años. En respuesta a esta situación, Ecopetrol S.A. ha desarrollado de manera continua proyectos que han permitido mitigar parcialmente la declinación y mantener una contribución significativa al abastecimiento nacional. No obstante, los volúmenes esperados no cerrarán la brecha de declinación, tal como se evidencia en la evolución de los potenciales de producción declarados entre 2021 y 2026.

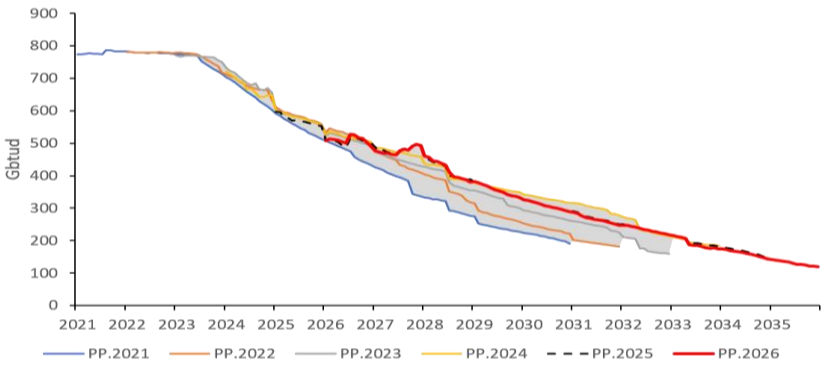


Ilustración 2. Potencial de producción declarado por Ecopetrol S.A. (2021 a 2026). Fuente: ECP. Septiembre 2026.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Correos electrónicos:
participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co
quejasysoluciones@ecopetrol.com.co

Página WEB: www.ecopetrol.com.co
Contac center: 310 315 8600
Línea telefónica nacional: 018000918418

ECP-INFORMACION PUBLICA

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

En relación con la declaración de gas natural[3], y la definición establecida para la Producción Comprometida de un Productor[4] (PC), Ecopetrol S.A. al reportar la declaración de gas asegura la contratación en firme vigente a la fecha con terceros, así como el gas de consumo propio requerido para la operación de las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, la producción de crudo en los campos del Tren Nare y Teca, la generación de energía para los campos de la Orinoquía (Castilla, Chichimene, Akacias y Apiay) en las térmicas de Ocoa y Suria y para el bombeo de hidrocarburos y refinados en dos estaciones de Cenit, Araguaney y Monterrey.

Con base en la información de contratos y requerimientos de consumos de Ecopetrol, los cuales se detallan en el punto 4 del presente cuestionario, el balance declarado para el 2026 (actualizado) es:

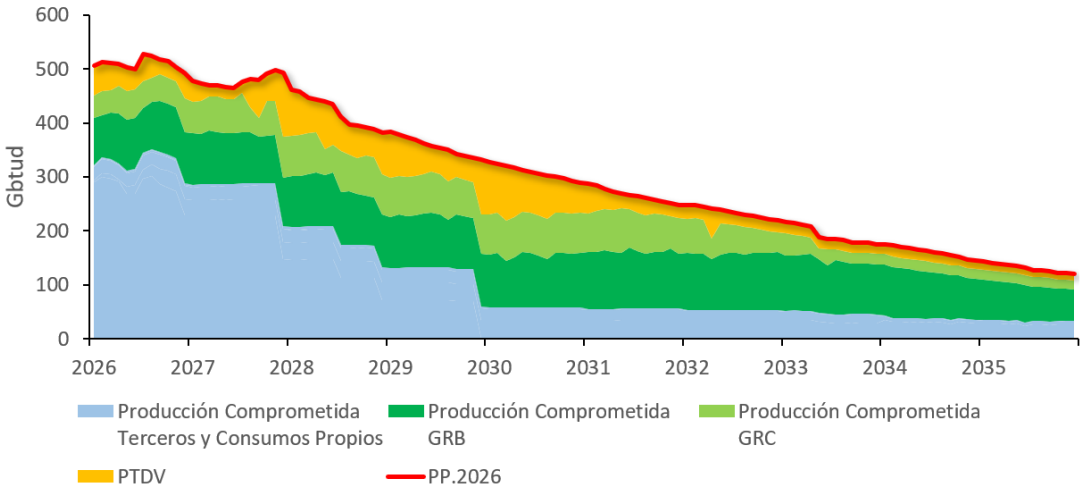


Ilustración 3. Balance Ecopetrol S.A. Declaración de Producción 2026. Fuente: ECP. Septiembre 2026.

Del anterior balance se identifica una producción total disponible para la venta (PTDV) que es base para la comercialización de gas tanto en firme como con interrupciones:

[3] Decreto 1073 de 2015 establece en el artículo 2.2.2.2.21 que "*Los productores y los productores-comercializadores de gas natural declararán al MME o a quien este determine y con base en toda la información disponible al momento de calcularla: (i) la PTDV; (ii) la PC debidamente discriminada conforme a lo indicado en los artículos 2.2.2.1.4. y 2.2.2.2.21. del presente Decreto. Así mismo, el productor que sea el operador del campo declarará: (i) el PP de cada campo, y (ii) el porcentaje de participación de los productores y el Estado en la producción de hidrocarburos de dicho campo o de aquellos de explotación integrada.*

Tal declaración deberá presentarse desagregada mensualmente, a más tardar, el 31 de marzo de cada año o cuando así lo determine el MME para un período de diez (10) años contados a partir de la fecha en el cual se elabora"

[4] "*Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor tiene comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, para cada campo o en un punto de entrada al SNT. Incluye, además, el consumo de gas por productores establecido en el artículo 2.2.2.2.21 de este Decreto*"

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

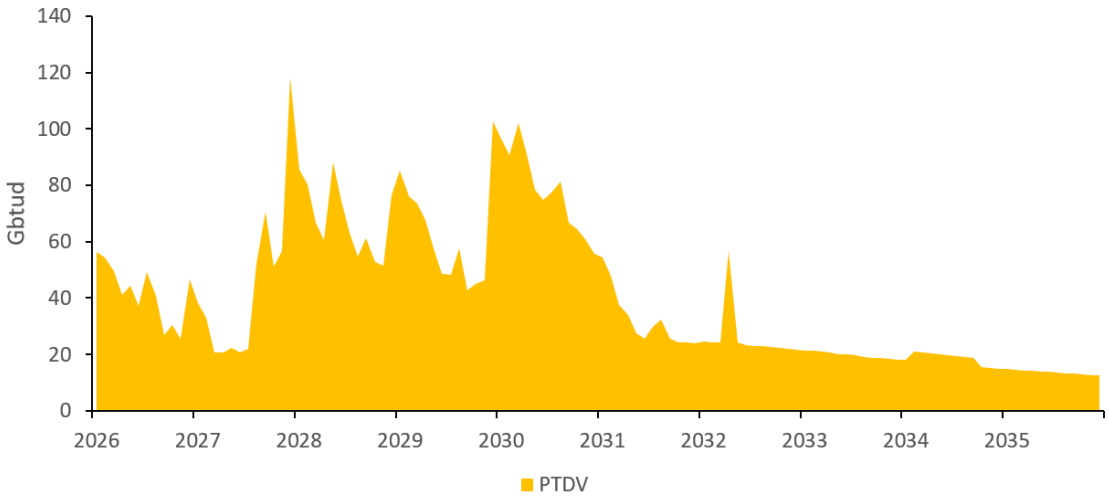


Ilustración 4. PTDV Ecopetrol S.A. Declaración de Producción 2026. Fuente: ECP. Septiembre 2026.

De estas cantidades, dependiendo de la incertidumbre de la oferta (condiciones de planta, intrusión de agua -Gibraltar-, desarrollo de reservas -perforación de nuevos pozos-, entre otros), se estima las cantidades que se puede ofertar en firme al mercado las cuales han sido puestas en los diferentes procesos durante el año en curso.

"3. Infraestructura de Regasificación: Detalle la participación y planes de expansión de Ecopetrol en la infraestructura de regasificación del país (como la planta SPEC en Cartagena) o proyectos nuevos en el Pacífico, con el fin de asegurar el recibo de gas importado."

Ecopetrol avanza en la implementación de dos iniciativas de Regasificación que tienen como objetivo viabilizar la importación de gas natural licuado (GNL) para ser regasificado y entregado al Sistema Nacional de Transporte (SNT), desde donde será comercializado a los clientes de Ecopetrol. Lo anterior, durante el plazo de tiempo que toma a la Compañía garantizar la entrada en línea del gas proveniente de los proyectos de costa afuera esperada a partir del cuarto trimestre de 2030.

- **Regasificación Pacifico – Buenaventura:** Ecopetrol suscribió con Regasificadora del Pacifico S.A.S., un Contrato de Servicio de Logística Integral Portuaria y Regasificación, mediante el cual dicha sociedad se compromete a disponer de su capacidad técnica, logística y administrativa, así como sus instalaciones para prestar el servicio de recepción, acopio, trasiego y regasificación de GNL, para su posterior entrega al SNT. Lo anterior, a través de un modelo de logística multimodal, que considera el almacenamiento del GNL en una embarcación tipo FSU (por sus siglas en inglés Floating Storage Unit) en Buenaventura y el transporte en Isocontenedores vía terrestre hasta la planta de regasificación en Buga.
  El contrato fue suscrito el 28 de febrero de 2025 por una capacidad de regasificación de 60 MPCD o 60.000 miles de pies cúbicos por día (KPCD) y por un plazo de cinco (5) años a partir del inicio de operaciones. De acuerdo con la información reportada por Regasificadora del Pacifico, las facilidades tienen una capacidad total de hasta 90 MPCD o 90.000 KPCD, y la

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

capacidad no contratada por Ecopetrol ha sido comercializada directamente por dicha sociedad con terceros interesados.
Con corte al 30 de septiembre de 2026, el proyecto registra un avance de implementación del 90%. Actualmente se adelantan las actividades de instalación del sistema de amarre en Buenaventura para la embarcación tipo FSU designada para esta operación, así como la finalización de construcción, el montaje y el comisionamiento de la planta de regasificación en Buga. Adicionalmente, se está a la espera del arribo de la embarcación OSV (por sus siglas en inglés Offshore Support Vessel). Con base en el cronograma vigente, se prevé el inicio de operaciones durante la segunda quincena de noviembre de 2026. Ecopetrol y Regasificadora del Pacífico realizan seguimientos semanales para asegurar la entrada en operación del proyecto en el menor tiempo posible.

- **Regasificación Caribe – Sociedad Portuaria Puerto Bahia (SPPB)**: Ecopetrol suscribió el 30 de enero de 2026 con la SPPB un contrato de Servicio de Logística Integral y Regasificación, que le permitirá disponer de una capacidad de regasificación de 126 MPCD o 126.000 KPCD durante los dos primeros años y 300 MPCD o 300.000 KPCD durante los cinco años siguientes. De acuerdo con lo indicado por SPPB, el sistema va a contar con una capacidad de regasificación y entrega al SNT hasta por 400 MPCD o 400.000 KPCD.
  El contrato considera el recibo, almacenamiento y regasificación de GNL en una embarcación tipo FSRU y entrega de gas natural al SNT a través de una conexión dedicada desde las facilidades de SPPB y hasta la estación Mamonal de Promigas.
  Con corte a 30 de septiembre de 2026, la iniciativa presenta un avance de implementación del 53,5% y una fecha estimada de entrada en operación en febrero de 2027. Actualmente se desarrollan actividades de adecuación y conexionado dentro de las facilidades de SPPB y en la línea de conexión existente para conectar la misma con la estación Mamonal de Promigas. Asimismo, se espera recibir en las próximas semanas la confirmación sobre el estado de la FSRU contratada por SPPB para la operación.

"4. Eficiencia Operacional: ¿Cuál es el volumen de gas natural que Ecopetrol consume internamente para sus operaciones de refinación y producción, y qué porcentaje de este podría liberarse para el mercado nacional?"

- **Tren Nare y Teca**: consumo de gas de 24.2 GBTUD para la operación de los equipos de generación del vapor que se inyecta a los yacimientos de manera cíclica como método de recobro y el tratamiento en superficie de los cerca de 14 KBPD de crudo pesado de 12 °API promedio. La operación de los equipos (35 generadores de vapor y 36 hornos calentadores) no es factible técnicamente con otro combustible a menos que se realice un cambio en la tecnología y se requiere de modificación de la licencia ambiental que habilite el uso de otros combustibles.
- **Campos de la Orinoquía:** consumo de aproximadamente 35 GBTUD para la operación de las Térmicas de Ocoa y Suria a su máxima capacidad de autogeneración de energía, dado que i) la capacidad de las fuentes de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN) no es suficiente para abastecer toda la demanda de los campos, ii) el riesgo de incremento de las diferidas de producción de crudo por confiabilidad cuando se usan las fuentes externas a su límite y iii) el mayor costo de la compra de energía en comparación con la autogeneración a gas. Durante los mantenimientos programados de las máquinas se entrega el gas al mercado con una capacidad no mayor a 9,6 GBTUD.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Correos electrónicos:
participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co
quejasysoluciones@ecopetrol.com.co

Página WEB: www.ecopetrol.com.co
Contac center: 310 315 8600
Línea telefónica nacional: 018000918418

ECP-INFORMACION PUBLICA

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

Ahora bien, respecto de la segunda parte de su consulta, es necesario precisar que la evaluación de los volúmenes que eventualmente podrían destinarse al mercado nacional debe realizarse considerando los requerimientos de gas natural asociados a la operación de activos estratégicos para el abastecimiento energético del país. Dentro de estos, las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena constituyen esos activos estratégicos para la seguridad energética nacional y operan de manera continua las 24 horas del día, los 365 días del año. En conjunto, aportan la mayor parte de los combustibles líquidos que demanda el país, incluyendo entre el 90% y 100% del diésel[5], aproximadamente el 66% de las gasolinas y el 100% del combustible de aviación (Jet A-1). Una menor disponibilidad de gas natural para las refinerías ocasionaría una reducción en carga de crudo que a su vez impactaría la producción de combustibles, lo cual, disminuye el abastecimiento país requiriendo mayor volumen de importaciones e incremento de movilizaciones por carrotanques con impacto sobre el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC).

El gas natural utilizado en las refinerías cumple tres funciones estratégicas esenciales para la continuidad operativa de los complejos de refinación y el abastecimiento energético del país:

1. **Generación de servicios industriales (vapor y energía eléctrica):** el gas natural se utiliza como combustible en sistemas de cogeneración y generación de vapor que soportan la operación de las unidades de proceso, incluyendo columnas de destilación, rehervidores, sistemas de vacío, calentamiento de corrientes y múltiples servicios auxiliares requeridos para la refinación.
   Las refinerías están conectadas al SIN y esto le permite manejar variaciones para la continuidad operativa evitando apagado total de las refinerías. Se contempla como redundancia en confiabilidad eléctrica pero no resuelve el balance de vapor en refinerías.
   La disponibilidad de energía eléctrica depende de las condiciones hidrológicas del país y una afectación en servicios industriales puede llevar a apagado general de las refinerías.
2. **Materia prima para la producción de hidrógeno y productos petroquímicos:** el gas natural es el principal insumo para la producción de hidrógeno, indispensable para los procesos de hidrotratamiento y desulfurización que permiten cumplir las especificaciones ambientales y de calidad de la gasolina y el diésel comercializados en Colombia (azufre < 10 partes por millón -ppm) y gasolina (azufre < 50 ppm). Adicionalmente, en la Refinería de Barrancabermeja soporta procesos petroquímicos asociados a la producción de materias primas para la industria nacional, incluyendo productos de alto valor agregado como polietileno y otros derivados petroquímicos.
3. **Combustible de proceso a través de la red de gas combustible:** el gas natural complementa los gases generados internamente en las unidades de proceso para conformar la red de gas combustible que alimenta hornos, calentadores y calderas de las refinerías. Esta red constituye una infraestructura crítica para el suministro de energía térmica de las unidades de refinación y debe operar dentro de límites específicos de poder calorífico, presión y confiabilidad para garantizar una operación segura y estable.

Actualmente, en ambas refinerías se vienen implementando iniciativas de eficiencia energética y de mayores quemas de GLP lo cual ha reducido significativamente el consumo de gas de natural.

En la Refinería de Barrancabermeja, el consumo promedio de gas está entre los 95 y los 102 GBTUD, en operación normal y con variaciones en la quema de sustitutos, los cuales dependen de la carga a

[5] Diésel con destino a mineros se importa por beneficio tributario.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

las unidades que los generan, los compromisos comerciales y las economías establecidas vista Grupo empresarial.

La operación de la refinería depende de un sistema energético integrado donde la generación de electricidad y vapor se encuentran estrechamente vinculadas, por lo que la sustitución del gas natural mediante compras de energía eléctrica presenta limitaciones técnicas y no reemplaza los requerimientos operativos de vapor.

Aunque la refinería implementa iniciativas de eficiencia energética y utiliza sustitutos como Gas Licuado de Petróleo (GLP) y gases de refinería (PGR) para reducir consumos de gas natural, estas alternativas están restringidas por condiciones técnicas, económicas, de seguridad operativa y disponibilidad de producto. Incrementos adicionales de sustitución pueden afectar la producción de combustibles, la producción de productos petroquímicos de alto valor comercial.

Para el periodo de octubre a diciembre de 2026, la proyección de consumos es de 97.6 GBTUD con incremento de sustitutos en 2 GBTUD para reducir consumos de gas para el mismo periodo. Se están implementando iniciativas operativas para incrementar los aportes internos hasta en 1 GBTUD sin afectar el abastecimiento de combustibles, los compromisos comerciales con Esenttia quien compra el propileno nuestro para sus procesos ni las entregas de GLP comprometidos en la OPC[6] vigente. Las compras de energía para liberar gas a los precios actuales de mercado tienen un impacto muy alto y solo se contemplan por contingencia y durante el mantenimiento de GTG[7] por 8 días durante noviembre.

Por su parte, en la Refinería de Cartagena se consumen en promedio 72 GBTUD de gas natural con el objeto de producir vapor, electricidad, hidrógeno para los procesos de hidrotratamiento y en la red de gas combustible de la refinería. Con el objeto de optimizar el consumo y contribuir a la liberación de este energético, se han implementado en el último año iniciativas de maximización del uso de GLP en la red de gas combustible y de eficiencias en equipos consumidores de energía, logrando una reducción del consumo de gas natural, con lo cual, actualmente la demanda media aproximada es de 68.3 GBTUD[8], con lo anterior, se han liberado al mercado en esta refinería, unos 3.7 GBTUD de manera sostenida.

No obstante, una liberación adicional permanente de gas natural en ambas refinerías no resulta técnicamente viable sin afectar la confiabilidad operativa del complejo y la producción de combustibles del país. En períodos puntuales (por ejemplo, durante el mantenimiento programado de SPEC) asociados a mantenimientos programados se han logrado reducciones adicionales cercanas a 12 GBTUD, alcanzando consumos del orden de 156,5 GBTUD; sin embargo, estas condiciones corresponden a situaciones transitorias y no son sostenibles de manera permanente.

Para el período octubre-diciembre de 2026, debido al mantenimiento programado de unidades de hidrotratamiento, se proyecta un consumo promedio cercano a 66,3 GBTUD, lo que permitirá liberar temporalmente alrededor de 2,0 GBTUD adicionales al mercado nacional sin comprometer el abastecimiento de combustibles requerido por el país.

Finalmente, es importante mencionar que Ecopetrol realiza esfuerzos continuos para optimizar sus operaciones y, en condiciones de coyuntura, poder ofrecer cantidades adicionales de gas al mercado. Actualmente, atendiendo una solicitud del MME, las diferentes áreas de operación se encuentran

[6] Oferta Pública de Cantidades de Gas Licuado de Petróleo.

[7] "Gas Turbine Generator".

[8] El consumo indicado es un valor medio aproximado, este surte variaciones mensuales en función de los planes operacionales de la refinería, dichas variaciones son reportadas oportunamente en las declaraciones de consumo de gas.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Correos electrónicos:
participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co
quejasysoluciones@ecopetrol.com.co

Página WEB: www.ecopetrol.com.co
Contac center: 310 315 8600
Línea telefónica nacional: 018000918418

ECP-INFORMACION PUBLICA

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

realizando nuevas revisiones para identificar posibles cantidades de gas adicionales a las ya mencionadas que se puedan disponer al mercado durante el Fenómeno de El Niño.

"5. Integración vertical: ¿Cuál es la participación detallada de Ecopetrol y sus filiales en cada eslabón de la cadena (producción, transporte, distribución) y qué incidencia real tiene esta posición en la fijación de tarifas finales para el usuario?"

Ecopetrol no tiene incidencia en la fijación de tarifas finales para el usuario, pues esta facultad regulatoria escapa del objeto y razón social de la Compañía, tal como explicaremos a continuación.

La cadena de gas natural en Colombia se conforma por cuatro actividades principales i) producción, ii) transporte, (iii) distribución y (iv) comercialización. Ecopetrol, tiene participación a través de sus filiales en producción, distribución y comercialización según se describe a continuación:

Compañía	Participación accionaria de Ecopetrol	Segmento
Hocol S.A.	100%	Producción
Inversiones de Gases de Colombia S.A. – Invercolsa	51,88%	Distribución Comercialización

Tabla 2. Estructura societaria de Ecopetrol (Hocol e Invercolsa).

La facultad de fijación de tarifas corresponde a ejercicios conjuntos entre el MME, CREG, Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), y las diferentes entidades que cuentan con competencias para ello. Destacamos que, en Colombia, la CREG es la entidad que define las normas tarifarias y las condiciones de suministro para los servicios públicos domiciliarios, la fórmula tarifaria para el servicio público domiciliario de gas natural en Colombia está regulada por la Resolución CREG 137 de 2013. Esta fórmula se establece para asegurar que las tarifas son eficientes y reflejen los costos de prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados por concepto de los componentes de la cadena, esta fórmula matemática es conocida como el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), e incluye componentes como **producción, transporte, pérdidas, factor de ajuste, distribución y costo de comercialización**.

Estos componentes se combinan para determinar la tarifa final que los usuarios deben pagar. La CREG revisa y ajusta periódicamente dichas fórmulas para asegurar que reflejen las condiciones del mercado y los costos operativos actuales.

Considerando que el costo unitario de prestación del servicio es determinado por los distribuidores a los comercializadores en el marco de sus actividades y de la regulación aplicable, Ecopetrol no participa en su cálculo ni dispone de información detallada sobre las variaciones que dichos agentes puedan reflejar en el mercado. Asimismo, el monitoreo y seguimiento de las condiciones del mercado corresponde a las entidades competentes de supervisión, vigilancia y control.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

Por su parte, los costos asociados a la actividad de transporte de gas natural se encuentran regulados por la Resolución CREG 175 de 2021 y son gestionados por los respectivos agentes transportadores, quienes cuentan con el mayor nivel de detalle respecto de la estructura y comportamiento de dichos costos.

CUESTIONARIO *"H. ECOPETROL Y EMPRESAS DEL SECTOR"*

"81. ¿Cuál es la estrategia de Ecopetrol para aumentar la producción nacional de gas?"

Para la maximización de la oferta orgánica de gas de manera sostenible y rentable, en Ecopetrol S.A. se cuenta con un portafolio focalizado en tres regiones del país: Piedemonte Llanero, Campos de Santander y Caribe Costa Afuera, cuyo desarrollo se visualiza en los siguientes frentes de trabajo:

- **Viabilización de los descubrimientos y recursos prospectivos de gas en el Caribe Costa Afuera**: activos relevantes para recuperar la autosuficiencia energética de gas del país y posicionamiento de la compañía en el negocio de exportación. Prioridad en el desarrollo de los descubrimientos materiales de Sirius y KGG, con el reto de entregar el primer gas al mercado en el cuarto trimestre de 2030. En el siguiente quinquenio, la maduración de oportunidades de crecimiento como Copoazú serán claves para consolidar el potencial de hidrocarburos en el área y abastecer el país en el largo plazo, así como oportunidades como Sandia y Komodo para el desarrollo de negocios de exportación.

- **Maximización de producción y reservas y desarrollo de oportunidades exploratorias en Piedemonte y de desarrollo en campos de Santander:** los activos del Piedemonte son claves para el abastecimiento de gas al interior del país y suministro de GLP en el corto y mediano plazo, mediante la progresión de las oportunidades de desarrollo en los campos productores e incremento de la oferta con oportunidades exploratorias que maximicen el uso de las facilidades existentes. Se presentan retos importantes en viabilidad socioambiental, técnica y financiera de las oportunidades, por lo que la diversificación del riesgo y el apalancamiento de capital con socios será fundamental para la materialidad de estas. Por otro lado, y aunque con un potencial menor, la producción de gas asociada a la producción de crudo de los campos de Santander es estratégica en el corto plazo para el abastecimiento de la Refinería de Barrancabermeja, liberando gas de Piedemonte para el mercado del Interior del país.

- **Optimización de costos y eficiencia en la operación:** con foco en las necesidades de gas de corto plazo que presenta el país, cuyo cierre de brecha será material principalmente en la optimización de la producción básica y costos de operación de los Activos del Piedemonte, los cuales a la fecha representan el 72% de la oferta de gas del GE en Colombia.

- **Regasificación:** el gas natural juega un rol fundamental como vehículo para la transición hacia energías renovables y gases verdes como biogás, biometano e hidrógeno. Su bajo nivel de emisiones, junto con una infraestructura robusta, madura y confiable, permite su disponibilidad constante ante la intermitencia de otras fuentes energía, generalmente sujetas a condiciones climáticas. En Colombia, el gas natural tiene una perspectiva altamente positiva en el largo plazo, al ser un complemento de la matriz energética. Ahora bien, el abastecimiento de gas natural en Colombia enfrenta importantes desafíos debido a la disminución de las reservas nacionales, por esto de cara a los posibles faltantes de gas previo a la entrada de los proyectos costa afuera y con el objetivo de aportar a la atención de la demanda nacional, Ecopetrol como

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

líder del desarrollo y la producción de gas natural en Colombia ha venido avanzando en una primera etapa (2026-2030) que corresponde al periodo de las soluciones de corto y mediano plazo para la atención de la demanda vía Regasificación, como se explicó anteriormente en la respuesta a la pregunta No. 3, y en una segunda etapa (2030-2040), la respuesta al abastecimiento viene dada por los desarrollos de Gas Costa Afuera y en tierra. Los proyectos de regasificación de Buenaventura y Puerto Bahía constituyen una estrategia de protección de valor para Ecopetrol durante la transición entre el déficit de gas de 2026-2030 y la entrada de la nueva producción costa afuera. Sin estas iniciativas, la demanda disponible durante el período de escasez podría migrar hacia otros energéticos, reduciendo estructuralmente el mercado que deberá soportar la comercialización de Sirius, Gorgon y los excedentes de campos mayores. La regasificación permite mantener vinculados a los clientes, preservar la participación de Ecopetrol y habilitar posteriormente la sustitución del gas importado por producción propia, protegiendo el portafolio de oferta orgánica.

Es pertinente señalar que, la Compañía actualmente adelanta su proceso de planeación estratégica, por lo que los resultados de dicho proceso podrán dar lugar a una eventual revisión o actualización de su estrategia.

"82 ¿Qué inversiones están programadas para los próximos cinco años?"

La estrategia del segmento de exploración, desarrollo y producción se enfoca en asegurar la sostenibilidad de la producción, maximizar el aprovechamiento de los activos existentes y avanzar en la incorporación de nuevos recursos y reservas mediante iniciativas de desarrollo y exploración tanto en Piedemonte como en Costa Afuera así:

1. **Piedemonte desarrollo:**
- Finalización de la perforación de 3 nuevos pozos: FRTfg, FRApe y Frufe.
- Ejecución de trabajos de intervención de pozos productores para apertura de nuevas zonas y/o mantener la capacidad de levantamiento en los pozos a medida que se van perdiendo presión.
- Proyectos de continuidad operativa y optimización para mantener la confiabilidad e integridad de las plantas.

2. **Piedemonte exploración:**
- Progresión de los proyectos con socios: Ulama, Farallones y Gibraltar Profundo.

3. **Costa afuera desarrollo:**
- Maduración del desarrollo de las oportunidades Sirius, Copoazú y KGG

4. **Costa afuera exploración:**
- Delimitación oportunidad Sandia
- Perforación pozo exploratorio oportunidad Komodo

Cabe señalar que las actividades e inversiones descritas hacen parte de la planeación actualmente vigente; no obstante, estas podrán ser ajustadas de acuerdo con las decisiones de inversión que se adopten, los resultados operacionales obtenidos, las condiciones del mercado y la evolución de los proyectos.

"83. ¿Qué resultados han mostrado los descubrimientos costa afuera?"

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

A la fecha, desde que inició la exploración en aguas profundas del Caribe colombiano en el año 2014, se han logrado los siguientes descubrimientos: Orca (2014), Kronos (2015), Gorgon (2017), Purple Angel (2017), Sirius (antes Uchuva, 2022), Glaucus (2023), Orca Norte (2024), Copoazu (2026) y Sandía (2026). Desde Orca – 1 en 2014 hasta Sandía – 1 en 2026, se han perforado 17 pozos exploratorios, incluidos 3 pozos delimitadores. Estos descubrimientos han permitido alcanzar una tasa de éxito cercana al 50%, muy superior al promedio mundial (35%).

Los proyectos Sirius y KGG han sido evaluados además con pruebas de producción en los pozos delimitadores Gorgon – 2 y Sirius – 2 respectivamente. Asimismo, son los proyectos comerciales de mayor materialidad y nivel de madurez. Igualmente, se han realizado pruebas de producción exitosas en otros pozos como Copoazu – 1, también con comprobado potencial comercial.

El Potencial total bruto en la cuenca del Caribe Offshore Colombiano se estima en 75 terapiés cúbicos.

El conocimiento adquirido en estas campañas exploratorias se ha capitalizado. Los hallazgos de gas han permitido abrir nuevas fronteras exploratorias atractivas ampliando significativamente el potencial gasífero del offshore colombiano, antes inexplorado.

"84. ¿Cuándo podrían incorporarse comercialmente dichos recursos?"

En el caso del proyecto Sirius, cuya FID[9] se prevé para el cuarto trimestre de 2027, la expectativa es alcanzar la primera producción comercial ("First Gas") durante el cuarto trimestre de 2030.

Respecto al proyecto KGG, se proyecta el FID en el 2030 y un inicio de producción hacia 2033.

Descubrimientos como Copoazú y Sandía se encuentran en etapa de evaluación y delimitación de recursos. En consecuencia, a la fecha no existe un cronograma oficial de desarrollo ni una fecha definida para su incorporación comercial.

Para contexto adicional, téngase en cuenta también la respuesta suministrada para el primer punto de este escrito.

"85. ¿Qué papel tendrá Ecopetrol en la importación de GNL?"

Ecopetrol, en su condición de productor y comercializador de gas natural en Colombia, tiene la responsabilidad de garantizar el cumplimiento de los compromisos contractuales adquiridos con sus clientes y de contribuir a la seguridad energética del país. En este contexto, la Compañía viene adelantando estrategias orientadas a asegurar fuentes confiables y competitivas de suministro de gas natural que permitan atender la demanda nacional.

Como es de conocimiento público, Colombia ha experimentado una disminución progresiva en la disponibilidad de gas natural proveniente de algunas fuentes de producción local, situación que ha generado la necesidad de complementar la oferta nacional con nuevas alternativas de abastecimiento. Ante este escenario, el GNL importado constituye una fuente adicional de suministro que permite fortalecer la confiabilidad del sistema y respaldar las obligaciones comerciales asumidas con los consumidores.

[9] Las fechas de FID, entrada en operación e incorporación comercial corresponden a cronogramas estimados sujetos a la obtención de permisos, licencias, aprobaciones corporativas y demás condiciones habilitantes del proyecto.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

En este sentido, el papel de Ecopetrol en la importación de GNL es el de comprador y comercializador del energético, adquiriendo cargamentos de GNL en mercados internacionales para posteriormente poner el gas natural regasificado a disposición de sus clientes en Colombia. Estas importaciones tienen como propósito principal respaldar los contratos de venta de gas natural que la compañía ha suscrito en el mercado nacional y garantizar la continuidad del suministro comprometido.

La participación de Ecopetrol no obedece a la creación de una nueva demanda de gas, sino a la necesidad de sustituir parcialmente volúmenes de producción nacional que han venido disminuyendo, mediante una fuente alternativa de abastecimiento que permita mantener la atención de la demanda existente bajo condiciones de confiabilidad y oportunidad.

De esta manera, la importación de GNL por parte de Ecopetrol constituye una herramienta de abastecimiento que complementa la producción nacional, fortalece la confiabilidad del suministro de gas natural y contribuye a que la compañía pueda honrar sus compromisos contractuales con los usuarios del mercado, dentro de una estrategia orientada a preservar la seguridad energética de Colombia y asegurar la disponibilidad de este energético para los diferentes sectores de la economía.

"86. ¿Cuál es el nivel de exposición financiera de la empresa a la volatilidad de los mercados internacionales?"

En relación con el mercado de gas, la operación comercial actual de Ecopetrol S.A. no presenta una exposición financiera directa a la volatilidad de los precios internacionales respecto de los contratos nacionales vigentes, toda vez que estos contemplan precios acordados entre las partes y no están indexados a referencias internacionales; lo anterior corresponde a una decisión comercial y a una práctica del mercado nacional que el diseño regulatorio favorece.

En cuanto a las potenciales importaciones de GNL, los procesos de compra y comercialización de la molécula se encuentran en desarrollo. Por tanto, la eventual exposición a variables internacionales dependerá de las condiciones comerciales y de los mecanismos de formación de precio que se definan en los respectivos contratos. Previamente a su celebración, Ecopetrol realizará la identificación, el análisis, la cuantificación y el tratamiento de los riesgos financieros correspondientes.

Esta evaluación se efectuará con sujeción al marco corporativo de gestión de riesgos del GE, que contempla políticas, lineamientos, procedimientos y mecanismos de seguimiento para identificar, medir, monitorear y tratar las exposiciones relevantes. Según la naturaleza y materialidad del riesgo, podrán considerarse medidas de mitigación, transferencia, diversificación o cobertura, así como límites de exposición y seguimiento de contrapartes.

CUESTIONARIO PROPOSICION ADITIVA No. 76 de 2026

"1. Relacione los proyectos de producción de gas natural de Ecopetrol que actualmente presentan retrasos por trámites ambientales, consulta previa, conflictos sociales o decisiones regulatorias, indicando para cada caso el impacto en producción esperada y fecha estimada de entrada en operación."

- **Proyecto Sirius:**

El Proyecto Offshore de Gas Sirius se desarrolla en el marco del Contrato de Exploración y Explotación GUA-OFF-0, suscrito entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Contratista, integrado por

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

Petrobras International Braspetro B.V. – Sucursal Colombia (Petrobras), en calidad de operador y con una participación del 44,4 % y Ecopetrol S.A. con una participación del 55,6%.

Este proyecto avanza en su proceso de maduración técnica y socioambiental, y adelanta procesos de consulta previa asociados a tres componentes: Línea de Flujo, Área de Exploración y Desarrollo (AED) y Unidad de Tratamiento de Gas (UTG).

1. Línea de Flujo.

La Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) certificó inicialmente 120 comunidades étnicas: 117 comunidades indígenas Wayuu, una comunidad indígena Taganga y dos Consejos Comunitarios de Comunidades Negras. Con corte al 1 de octubre de 2026, 117 comunidades Wayuu habían culminado las etapas de preconsulta y apertura, 117 avanzado en la identificación de impactos y medidas de manejo; adicionalmente, 77 habían protocolizado acuerdos. El operador prevé culminar este proceso consultivo en noviembre de 2026.

Como resultado de una acción de tutela promovida por organizaciones de La Guajira, se solicitó verificar la procedencia de consulta previa para 237 comunidades adicionales ubicadas en Dibulla, Manaure, Riohacha y Uribia. Con corte al 5 de octubre de 2026, la DANCP había determinado la no procedencia para 34 comunidades y la procedencia para 1, mientras permanecían pendientes de decisión 202 solicitudes. La resolución de estas verificaciones podría afectar el cronograma del proceso consultivo y, en consecuencia, el desarrollo del proyecto.

2. Área de Exploración y Desarrollo (AED).

La consulta previa fue declarada procedente con el Cabildo Indígena de Taganga. Ante la imposibilidad de acordar la metodología y las condiciones económicas para adelantar el proceso, el operador del proyecto solicitó al Ministerio del Interior, el 11 de septiembre de 2026, la aplicación de la ruta metodológica administrativa prevista en la regulación para la licencia exploratoria y línea de flujo, con el propósito de garantizar la continuidad de la consulta previa dentro del marco legal vigente y avanzar en la construcción de acuerdos.

3. Unidad de Tratamiento de Gas (UTG).

Inicialmente se certificó la procedencia de consulta previa con las comunidades Wayuu: Way y Alitayen. Sin embargo, la debida diligencia social y territorial, adelantada por Hocol, identificó un universo de siete comunidades potencialmente susceptibles de afectación directa. En consecuencia, corresponde a la DANCP adoptar la decisión administrativa definitiva sobre las comunidades que deben participar en el proceso.

En materia de licenciamiento ambiental, se encuentran en elaboración los estudios de impacto ambiental correspondientes al campo de producción y a la línea de flujo marina, cuya finalización está proyectada para diciembre de 2026.

A la fecha, estos trámites corresponden a procedimientos en curso y no han generado una modificación oficial de la fecha estimada de entrada en operación ni de los volúmenes esperados de producción. Se mantiene como meta de primera producción el cuarto trimestre de 2030, con una capacidad estimada de entrega cercana a 470 MPCD durante aproximadamente diez años. No obstante, el cumplimiento de estas proyecciones depende de la culminación oportuna de los procesos de consulta previa, la obtención de los instrumentos ambientales requeridos y la ejecución de la infraestructura necesaria para conectar la producción costa afuera con el SNT.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

- **Proyecto KGG:**

El Proyecto KGG comprende tres componentes principales: el campo de producción, la línea de flujo marina y la planta de tratamiento o Unidad Central de Procesamiento de Gas (CPF, por sus siglas en inglés).

En relación con la línea de flujo y la planta de tratamiento, el 30 de septiembre de 2026 se radicó nuevamente ante la ANLA la solicitud de pronunciamiento sobre la no necesidad de presentar un Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA), luego de que una solicitud anterior fuera negada el 5 de agosto de 2026. Actualmente, la nueva solicitud se encuentra en evaluación por parte de la autoridad ambiental.

En materia de consulta previa, se inició la fase de alistamiento para solicitar el pronunciamiento sobre su procedencia respecto del campo de producción. Para la línea de flujo, se prevé radicar la solicitud de procedencia en enero de 2027, una vez se cuente con la decisión de la ANLA sobre la no necesidad de presentar el DAA.

Asimismo, con el propósito de contribuir al fortalecimiento de la seguridad energética nacional, se adelantan las gestiones para solicitar la evaluación sectorial del proyecto y su posterior postulación ante la Comisión Intersectorial de Proyectos Estratégicos (CIPE), con miras a su eventual priorización como Proyecto de Interés Nacional y Estratégico (PINES).

A la fecha, estas actuaciones corresponden a trámites ambientales y sociales en curso y no han generado impactos en el cronograma del proyecto ni retrasos en su fecha estimada de entrada en operación**.** En consecuencia, tampoco se reportan afectaciones sobre la producción esperada asociadas a estas gestiones. No obstante, el avance de los componentes dependerá de las decisiones que adopten las autoridades competentes frente a la solicitud de no presentación del DAA y la procedencia de la consulta previa.

- **Pozo Gibraltar Profundo:**

El pozo Gibraltar Profundo corresponde a una actividad conjunta entre Ecopetrol S.A. y Parex, cuya ejecución estaba prevista inicialmente para el segundo trimestre de 2026. Sin embargo, su inicio se ha visto afectado por el cumplimiento de la sentencia de la Corte Interamericana de Derechos Humanos, notificada el 20 de diciembre de 2024, en el caso *Pueblo Indígena U'wa y sus miembros vs. Colombia*.

La Orden 13 de la sentencia establece obligaciones a cargo del Estado colombiano, no impone condenas directas a Ecopetrol S.A. y exige adelantar un proceso de participación respecto de los proyectos extractivos vigentes ubicados dentro o en zonas adyacentes al Resguardo U'wa, con el propósito de prevenir afectaciones al derecho de este pueblo indígena a participar en su vida cultural. Los activos preliminarmente identificados como relacionados con esta orden son el Campo Gibraltar y el Área de Perforación Exploratoria (APE) Magallanes.

En este contexto, Ecopetrol participa como entidad de apoyo técnico e institucional, bajo el liderazgo del MME y de la DANCP. Desde enero de 2025, la compañía ha atendido los espacios institucionales convocados para planificar el cumplimiento de las medidas ordenadas.

Actualmente, se avanza en la construcción y concertación de la ruta metodológica con las autoridades y los representantes del pueblo U'wa. Se encuentra pendiente una nueva convocatoria del Ministerio de Minas y Energía para acordar el cronograma de apertura y desarrollo del proceso participativo.

En consecuencia, el inicio previsto para el segundo trimestre de 2026 no pudo materializarse y aún no se cuenta con una nueva fecha estimada para la ejecución del pozo, dado que esta dependerá de la

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

concertación de la ruta metodológica, del desarrollo del proceso participativo y de las medidas que se definan interinstitucionalmente.

- **Proyecto COL-1:**

El proyecto COL-1, operado por Anadarko con la participación de Ecopetrol como socio, comprende el área de exploración y la perforación prevista del pozo exploratorio Komodo-1.

Actualmente, la licencia ambiental del proyecto es objeto de una demanda presentada por Anadarko. El proceso se encuentra a la espera de que el Tribunal Administrativo de Cundinamarca decida sobre la admisión de la demanda.

En consecuencia, la perforación del pozo exploratorio Komodo-1 se encuentra pendiente de la evolución y definición del trámite judicial relacionado con la licencia ambiental.

"2. ¿Qué volumen adicional de gas podría incorporarse al mercado nacional si dichos proyectos entraran en operación dentro de los cronogramas inicialmente previstos?"

En conjunto, los desarrollos Sirius y KGG tendrían el potencial de aportar entre el 70% y el 80% de la demanda nacional de gas natural, constituyéndose en una de las principales fuentes de suministro para el país en el mediano y largo plazo.

El Pozo Gibraltar Profundo tendría el potencial exploratorio de aportar aproximadamente el 2% de la demanda nacional de gas natural, destinado a abastecer el mercado interior del país.

"3. ¿Cuál es el impacto estimado sobre las tarifas de gas para los usuarios finales derivado de los retrasos en la entrada de nuevos proyectos de producción nacional?"

El desarrollo de proyectos de producción nacional orientados a mantener e incrementar la oferta de gas responde a iniciativas y esfuerzos sectoriales conjuntos que no dependen exclusivamente de Ecopetrol S.A. En este sentido, los retrasos en la entrada en operación de nuevos proyectos obedecen a distintos tipos de circunstancias que, en última instancia, pueden tener como efecto el incremento de los volúmenes de gas importado requeridos para atender la demanda, así como la reducción de la demanda de gas natural, en aquellos casos en los que esta opte por la utilización de sustitutos con oferta disponible, como es el caso del GLP o el carbón.

En el caso de requerirse mayores volúmenes de gas importado para atender la demanda proyectada, la información pública consolidada sobre demanda y oferta, publicada por entidades como la UPME, XM y el MME, permite elaborar balances que establecen los volúmenes de gas importado que el país requeriría año a año. Por tanto, teniendo en cuenta los proyectos y la prospectiva de producción del país incorporados en dichos balances, junto con las proyecciones del costo estimado del gas importado para los próximos años y los precios del gas de producción nacional, es posible estimar el incremento o la variación de los precios esperados a partir de la necesidad incremental de gas importado.

La estimación de dicho incremento esperado en el precio de suministro "G", que haría parte del incremento tarifario percibido por los usuarios, se presenta en la respuesta a la pregunta 11 del presente cuestionario.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

"4. ¿Qué medidas está adoptando Ecopetrol para compensar la menor oferta local ocasionada por retrasos en licencias ambientales y consultas previas?"

Con el fin de contribuir a la atención de la situación de abastecimiento, Ecopetrol ha venido adelantando procesos de comercialización de corto plazo, mediante negociaciones mensuales y trimestrales sobre la oferta disponible identificada para dichos horizontes.

En este contexto, durante 2025 y 2026, Ecopetrol ha comercializado mensualmente cantidades de gas bajo modalidades firme e interrumpible y, de manera trimestral, cantidades en modalidad firme, lo que ha permitido brindar mayor flexibilidad en la atención de las necesidades del mercado.

Este esquema contribuye a optimizar el aprovechamiento de la oferta disponible, atender los requerimientos de demanda de corto plazo y favorecer la eficiencia y continuidad del suministro de gas natural.

Adicionalmente, Ecopetrol contrató servicios de regasificación en Buenaventura y Puerto Bahía en Cartagena, con el objetivo de viabilizar la importación de GNL, para su posterior regasificación y entregado al SNT, desde donde será comercializado a los clientes de Ecopetrol. El esquema de importación se mantendrá mientras se produce la entrada del gas proveniente de los proyectos de costa afuera, prevista a finales de 2030.

Asimismo, con el fin de maximizar de manera sostenible y rentable la oferta orgánica de gas natural, Ecopetrol S.A. cuenta con un portafolio focalizado en tres regiones estratégicas del país: Piedemonte Llanero, Campos de Santander y Caribe Costa Afuera. Los principales frentes de trabajo asociados a estas regiones se presentan en la respuesta a la pregunta 81 del capítulo "H. Ecopetrol y Empresas del Sector" del presente cuestionario.

"5. Presente el estado detallado de los proyectos Sirius, Uchuva y demás desarrollos costa afuera que tengan potencial de aumentar significativamente la oferta nacional de gas."

Como se mencionó anteriormente, el principal desarrollo offshore actualmente en fase de maduración corresponde al proyecto Sirius (antes Uchuva, 2022), ubicado en el bloque GUA-OFF-0, considerado el mayor descubrimiento de gas natural de la historia de Colombia, con recursos estimados superiores a 6 tera pies cúbicos de gas en sitio.

De acuerdo con lo anterior, el Proyecto Sirius se encuentra actualmente en fase de evaluación y maduración técnica, ambiental y social, con una fecha estimada de entrada en producción comercial durante el cuarto trimestre de 2030, condicionada a la obtención de los permisos y licencias requeridos y al cumplimiento de los hitos de aprobación del proyecto. El cronograma estimado de desarrollo e incorporación comercial se encuentra descrito en la respuesta a la pregunta numero 1 del cuestionario asociado a la Proposición No. 49 de 2026 del presente documento, así como la oportunidad de desarrollo de los descubrimientos KGG.

Por su parte, los descubrimientos Copoazú y Sandía se encuentran en etapa de evaluación y delimitación de recursos. En consecuencia, a la fecha no existe un cronograma oficial de desarrollo ni una fecha definida para su incorporación comercial.

"6. ¿Qué requerimientos regulatorios, ambientales o sociales considera Ecopetrol prioritarios para acelerar la entrada en producción de estos proyectos?"

- **Definición del mecanismo para el desarrollo del proyecto VIM – Interior:**

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

Desde la perspectiva regulatoria del sector energético, se identifica que uno de los aspectos que tiene impacto directo en la oportunidad de inicio de producción del proyecto KGG es la definición del mecanismo mediante el cual se desarrollará la conexión entre el Valle Inferior del Magdalena y el interior del país y, derivado de ello, la fecha prevista para la entrada en operación de la infraestructura.

El desarrollo de proyectos costa fuera como KGG requiere inversiones significativas, las cuales no pueden acometerse sin que previamente se asegure el medio mediante el cual el gas podrá ser entregado al mercado a través del SNT.

El proyecto VIM-Interior se encuentra incluido en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (Resolución 40031 de 1015). Conforme a la regulación vigente, este proyecto puede desarrollarse prioritariamente por el transportador incumbente y, solo si este no manifiesta su interés en acometer el proyecto antes del 13 de junio de 2027, la UPME podrá abrir una convocatoria para seleccionar a otro agente que ejecute la obra.

Para avanzar con mayor celeridad en el desarrollo del proyecto, se requiere que el transportador incumbente informe a la UPME, a la mayor brevedad posible, si va a desarrollar el proyecto o no. En caso de que sea necesario realizar una convocatoria, se requiere que tanto la UPME como la CREG adopten las medidas para que los procesos que corresponden a cada entidad se puedan realizar de manera simultánea y lo más expedita posible, con el propósito de ejecutar oportunamente las obras y asegurar la entrada en operación del gasoducto a tiempo para entregar al sistema el gas que se prevé comenzar a producir en Gorgon en el 2033.

Hasta tanto no se defina este aspecto, la incertidumbre sobre la viabilidad de poner el gas en el mercado genera niveles de riesgo que no permiten a Ecopetrol acometer las inversiones requeridas para desarrollar el campo.

- **Aspectos ambientales y sociales:**

La Compañía considera prioritario fortalecer la articulación entre los procesos de licenciamiento ambiental y consulta previa, de manera que sea posible radicar los Estudios de Impacto Ambiental e iniciar su evaluación sin que ello dependa de la protocolización de los procesos consultivos, garantizando en todo caso la protección efectiva de los derechos fundamentales de las comunidades étnicas.

Asimismo, se requiere que las obligaciones y los requerimientos derivados del licenciamiento ambiental sean proporcionales, técnicamente viables y se mantengan dentro del ámbito de competencia de la autoridad ambiental, evitando condiciones que puedan afectar la operabilidad de los proyectos. Entre estas se encuentran, por ejemplo, la solicitud de evaluación y aprobación de Planes de Manejo Ambiental específicos o la conformación de comités de expertos externos a la autoridad ambiental, como ha ocurrido en el caso de la licencia ambiental de COL-1.

En materia social y regulatoria, se considera necesario avanzar en una ley estatutaria que regule el derecho fundamental a la consulta previa, libre e informada, en concordancia con el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), la jurisprudencia constitucional y los estándares internacionales. Este instrumento debería establecer reglas claras sobre las competencias institucionales, los criterios para determinar la afectación directa, los procedimientos, los plazos y los mecanismos para resolver controversias.

En este sentido, resulta prioritario fortalecer el marco regulatorio aplicable a la consulta previa y a la participación de las comunidades étnicas en proyectos estratégicos de hidrocarburos, transición energética y energías renovables, procurando un equilibrio entre la protección efectiva de los derechos

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

fundamentales de los pueblos étnicos, la seguridad jurídica, la soberanía energética y el desarrollo sostenible del país.

"7. ¿Cuál es el costo estimado para el país de sustituir mediante importaciones el gas que no ha podido incorporarse al mercado por retrasos de proyectos nacionales?"

La estimación del costo para el país asociado a la sustitución mediante importaciones de gas natural corresponde a un análisis de carácter sectorial que excede el ámbito de competencia de Ecopetrol S.A. En este sentido, se dio traslado por competencia de la presente pregunta al Ministerio de Minas y Energía, para que en el marco de sus competencias como entidad responsable de la formulación y coordinación de la política del sector y del abastecimiento de gas combustible, brinde respuesta de fondo a lo consultado.

"8. ¿Qué porcentaje de la demanda nacional proyectada para 2027, 2028, 2030 y 2035 podría ser cubierto por producción propia de Ecopetrol y sus asociados?"

En el marco del análisis del panorama de abastecimiento de gas natural del país, desde la perspectiva de Ecopetrol en sus roles como productor y consumidor de este energético, evalúa los balances de oferta y demanda en los horizontes de mediano y largo plazo, a partir de la mejor información pública disponible de:

1. Proyecciones de demanda publicadas por la UPME[10].
2. La información de mediano plazo de generación térmica a gas publicada por XM.
3. La información disponible a partir de las Declaraciones de Producción de Gas (MME) de terceros agentes productores.
4. Información reciente del potencial de producción de los campos operados por el GE (ECP+Hocol) y desarrollos que se encuentran en el portafolio de proyectos Offshore.

Con base en la anterior información, a la fecha los resultados del balance estiman los siguientes porcentajes promedio año que la producción propia, es decir solo teniendo en cuenta la producción de gas nacional, del GE (ECP+Hocol) podría cubrir la última la proyección de demanda nacional:

Año	Demanda Proyectada (GBTUD)	Porcentaje Estimado
2027	1.161	44%
2028	993	46%
2030	938	40%

[10] A través del Decreto 2121 de 2023 se definió la función de establecer los requerimientos mineros y energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en las proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables explicativas en un contexto nacional.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Correos electrónicos:
participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co
quejasysoluciones@ecopetrol.com.co

Página WEB: www.ecopetrol.com.co
Contac center: 310 315 8600
Línea telefónica nacional: 018000918418

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

2035	1.008	68%

Tabla 3. Cobertura estimada de la demanda nacional de gas natural con producción propia del GE (ECP+Hocol).

"9. ¿Qué riesgos identifica Ecopetrol para la materialización oportuna de los proyectos costa afuera y cuáles son los planes de mitigación correspondientes?"

El desarrollo de los proyectos de gas natural costa afuera en el Caribe colombiano implica la gestión integral de aspectos técnicos, ambientales, sociales, regulatorios y de infraestructura, propios de proyectos de gran escala y alta complejidad.

En este contexto, la Compañía ha identificado como principales factores de riesgo aquellos asociados a los procesos de licenciamiento ambiental y obtención de permisos, la gestión social y territorial, la construcción de infraestructura para la evacuación y comercialización del gas, la evolución del marco regulatorio aplicable a los desarrollos costa afuera, así como los retos técnicos inherentes a la exploración y producción en aguas profundas.

Frente a los desafíos relacionados con el licenciamiento ambiental y los procesos de participación de las comunidades, Ecopetrol adelanta actividades de planificación temprana, fortalecimiento de estudios técnicos y ambientales, relacionamiento permanente con los grupos de interés y articulación con las autoridades competentes, con el propósito de asegurar que los proyectos se desarrollen en cumplimiento de la normatividad vigente y bajo los más altos estándares ambientales y sociales.

Adicionalmente, la Compañía viene avanzando en la evaluación y maduración de alternativas de infraestructura que permitan asegurar la evacuación, tratamiento y transporte oportuno del gas hacia los centros de consumo, entendiendo que la disponibilidad de estas facilidades constituye un habilitador fundamental para la entrada en operación de los proyectos costa afuera. Esta gestión se realiza en coordinación con las entidades responsables de la planeación y regulación del sector energético.

En materia regulatoria, Ecopetrol participa activamente en los espacios institucionales y técnicos definidos por el Gobierno Nacional y las entidades sectoriales, con el fin de aportar información y análisis que contribuyan al desarrollo de un marco normativo que atienda las particularidades de los proyectos costa afuera, promoviendo condiciones que favorezcan su viabilidad y ejecución oportuna.

Asimismo, para reducir las incertidumbres técnicas propias de este tipo de desarrollos, la Compañía continúa ejecutando actividades de caracterización de yacimientos, estudios de ingeniería, análisis de subsuelo y procesos de certificación independiente de recursos, orientados a optimizar los esquemas de desarrollo y fortalecer la toma de decisiones de inversión.

Finalmente, dada la participación de múltiples entidades públicas, autoridades sectoriales y actores territoriales, Ecopetrol considera fundamental fortalecer los mecanismos de coordinación interinstitucional que permitan identificar y gestionar oportunamente los cuellos de botella que pudieran afectar el avance de los proyectos estratégicos para el abastecimiento energético nacional.

En este contexto, cobra especial relevancia la figura de los PINES, creada mediante el Consejo Nacional de Política Económica y Social de Colombia (CONPES) 3762 de 2013, concebida como un instrumento de política pública para facilitar la ejecución de proyectos de alto impacto para el desarrollo de proyectos de sectores como energía, hidrocarburos, minería e infraestructura que tienen relevancia para el desarrollo económico y social del país, y promover la articulación entre las diferentes entidades involucradas.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

En este sentido, el reconocimiento de proyectos estratégicos, particularmente aquellos asociados al desarrollo costa afuera y a infraestructura habilitante para el suministro de gas natural, bajo la figura de PINES, puede contribuir a fortalecer los mecanismos de articulación institucional, seguimiento y gestión requeridos para su adecuada ejecución, acelerar el time to market ("tiempo de llegada al mercado" o "tiempo de comercialización") y contribuir al suministro y confiabilidad de gas natural en el país.

En conclusión, Ecopetrol mantiene una gestión integral de riesgos orientada a habilitar las condiciones ambientales, sociales, regulatorias, técnicas y de infraestructura requeridas para el desarrollo exitoso de los proyectos costa afuera, con el propósito de transformar los recursos descubiertos en nuevas fuentes de suministro que contribuyan de manera sostenible a la seguridad energética de Colombia.

"10. ¿Cuál es la posición de Ecopetrol respecto a la necesidad de declarar ciertos proyectos de gas natural como estratégicos para la seguridad energética nacional y otorgarles mecanismos especiales de coordinación institucional?"

De acuerdo con lo expuesto en la respuesta anterior, Ecopetrol considera que los proyectos asociados al desarrollo de los recursos costa afuera en el Caribe colombiano y a la infraestructura requerida para su evacuación y transporte revisten carácter estratégico para la seguridad energética nacional, dada su contribución al fortalecimiento de la oferta doméstica de gas natural, reducir la dependencia de importaciones, fortalecer la confiabilidad del sistema energético, respaldar la competitividad de la industria nacional y contribuir al abastecimiento de los hogares colombianos durante las próximas décadas.

En este contexto, la Compañía considera conveniente la implementación de mecanismos especiales de coordinación institucional que faciliten la gestión y articulación de las diferentes actuaciones regulatorias, ambientales, sociales, territoriales, prediales y de infraestructura necesarias para su desarrollo oportuno.

Esta visión se encuentra alineada con los principios enmarcados en el CONPES 3762 de 2013 y en los instrumentos posteriores de fortalecimiento de la gestión de proyectos estratégicos, al establecer mecanismos de coordinación de alto nivel orientados a promover la inversión, acelerar la ejecución de iniciativas prioritarias y gestionar oportunamente los factores que puedan afectar su desarrollo.

"11. ¿Qué estimación tiene Ecopetrol sobre el incremento tarifario que enfrentarían hogares, comercios e industrias si el país profundiza su dependencia del gas importado en lugar de desarrollar oportunamente los recursos nacionales?"

Conforme lo expuesto en la respuesta al numeral 8 del cuestionario Aditivo No. 76 de 2026, en el que se detallan las variables 1, 2 y 3 consideradas en el análisis del panorama de abastecimiento de gas natural del país, se estima que para el 2027 podrán darse incrementos en el componente de suministro "G" [11] promedio nacional comparado con los precios promedio ponderados del 2026. Lo anterior, con base en proyecciones actuales del precio de gas importado, considerando la expectativa de prolongación del cierre del Estrecho de Ormuz por lo que queda de 2026 e inicios de 2027 y estimando su reapertura entre el primer y segundo trimestre de 2027. Del 2028 en adelante se esperan

[11] **G (producción):** Este es el costo del gas natural en sí, que compran los Distribuidores – Comercializadores a los Productores, Comercializadores de Gas Importado y otros Comercializadores.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

reducciones en los precios, a causa de proyecciones del precio del gas importado a la baja, fundamentadas en el crecimiento de la oferta mundial de GNL, especialmente desde EE. UU.

El incremento final sobre las tarifas dependerá de las variaciones en sus diferentes componentes, como es el caso del componente de transporte, dado que la oferta concentrada en el norte del país deberá recorrer la red transporte de la costa para atender la demanda del interior, lo que puede encarecer los costos finales para la demanda del interior bajo la actual metodología de remuneración de transporte por distancia. A su vez, la estrategia diferenciada de contratación de los distribuidores-comercializadores para la atención de distintos sectores de consumo en las diferentes zonas de influencia, da lugar a diferencias en cada sector en la exposición a los precios del gas importado o en el mercado secundario.

"12. Sírvase entregar los detalles relacionados con la adjudicación y ejecución del contrato de la Regasificadora del Pacífico, proyecto que busca facilitar la importación de gas natural por Buenaventura. ¿Qué cantidad de gas podrá incorporar a la oferta nacional y a partir de qué día? ¿A qué precio aproximado se tiene proyectado la venta del metro cúbico de gas a las comercializadoras?"

La iniciativa de Regasificación Pacífico tiene como objetivo suministrar gas natural importado al sur occidente del país a través de una facilidad de importación ubicada en el Puerto de Buenaventura y con un modelo de logística multimodal que permite recibir, transportar el GNL, para que éste sea regasificado en la planta de regasificación ubicada en el Municipio de Guadalajara de Buga para que sea inyectada al SNT en el trayecto Armenia – Cali de Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (TGI).

El contrato suscrito entre Ecopetrol y la Regasificadora del Pacifico S.A.S. fue el resultado de un proceso de contratación realizado por Ecopetrol S.A., bajo la metodología de negociación plurilateral, en línea con lo establecido en la guía de planeación y desarrollo de soluciones logísticas y en estricto cumplimiento de los principios de eficiencia, igualdad, moralidad, eficacia, economía, celeridad, imparcialidad, equidad, publicidad y valoración de los costos ambientales, buscando asegurar los estándares de transparencia y niveles óptimos de costo, oportunidad y calidad del servicio contratado.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente en el numeral 3 del cuestionario de la proposición No 49 de 2026, el contrato fue suscrito por una capacidad de regasificación de 60 MPCD o 60.000 miles de pies cúbicos por día (KPCD) y por un plazo de cinco (5) años a partir del inicio de operaciones, lo cual se prevé durante la segunda quincena de noviembre de 2026. Ecopetrol y Regasificadora del Pacífico realizan seguimientos semanales para asegurar la entrada en operación del proyecto en el menor tiempo posible.

Por otro lado, la información relacionada con las proyecciones de precios y condiciones para la comercialización de gas, corresponde a información de carácter comercial y estratégico de Ecopetrol y se encuentra sujeta a las disposiciones legales aplicables en materia de reserva y protección de información comercial, conforme a lo previsto en la Ley 1755 de 2015 la cual señala que tendrán carácter reservado las informaciones y documentos expresamente sometidos a reserva por la Constitución Política o la ley, y añade que en especial la información protegida por el secreto empresarial es reservada, entre otros casos, así:

> ***"Artículo 24. Informaciones y documentos reservados.*** *Sólo tendrán carácter reservado las informaciones y documentos expresamente sometidos a reserva por la Constitución Política o la ley, y* ***en especial****:*

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

1. Los relacionados con la defensa o seguridad nacionales.
2. Las instrucciones en materia diplomática o sobre negociaciones reservadas.
3. Los que involucren derechos a la privacidad e intimidad de las personas, incluidas en las hojas de vida, la historia laboral y los expedientes pensionales y demás registros de personal que obren en los archivos de las instituciones públicas o privadas, así como la historia clínica.
4. Los relativos a las condiciones financieras de las operaciones de crédito público y tesorería que realice la nación, así como a los estudios técnicos de valoración de los activos de la nación. Estos documentos e informaciones estarán sometidos a reserva por un término de seis (6) meses contados a partir de la realización de la respectiva operación.
5. Los datos referentes a la información financiera y comercial, en los términos de la Ley Estatutaria 1266 de 2008.
6. ***Los protegidos por el secreto comercial o industrial,*** *así como los planes estratégicos de las empresas públicas de servicios públicos.*
7. Los amparados por el secreto profesional.
8. Los datos genéticos humanos.
Parágrafo. *Para efecto de la solicitud de información de carácter reservado, enunciada en los numerales 3, 5, 6 y 7* ***solo podrá ser solicitada por el titular de la información, por sus apoderados o por personas autorizadas con facultad expresa para acceder a esa información."*** (Subrayado y negrilla fuera del texto).

Asimismo, de conformidad con el artículo 61 del Código de Comercio, los libros y papeles del comerciante se encuentran sometidos a reserva y no pueden ser examinados por personas distintas de sus propietarios o de quienes estos autoricen, salvo las excepciones previstas en la Constitución y la ley. Esta protección se articula, además, con la excepción prevista en el artículo 18 literal c) de la Ley 1712 de 2014 en cuanto la divulgación de la información puede comprometer los derechos e intereses económicos y comerciales legítimos de Ecopetrol S.A. y de sus subordinadas.

> *"**Artículo 18. Información exceptuada por daño de derechos a personas naturales o jurídicas**. Corregido por el art. 2, Decreto Nacional 1494 de 2015. Es toda aquella información pública clasificada, cuyo acceso podrá ser rechazado o denegado de manera motivada y por escrito, siempre que el acceso pudiere causar un daño a los siguientes derechos:*
>
> *a) Corregido por el art. 1, Decreto Nacional 2199 de 2015. El derecho de toda persona a la intimidad, bajo las limitaciones propias que impone la condición de servidor público, en concordancia con lo estipulado;*
> *b) El derecho de toda persona a la vida, la salud o la seguridad;*
> ***c) Los secretos comerciales, industriales y profesionales, así como los estipulados en el parágrafo del artículo 77 de la Ley 1474 de 2011."*** (Negrilla y subrayado fuera del texto)

En concordancia con lo anterior, la Corte Constitucional en Sentencia C-951 de 2014 ha señalado que la reserva sobre secretos comerciales e industriales constituye una garantía legítima orientada a proteger la libre competencia económica, la actividad empresarial y la información estratégica de las compañías. En el presente caso, no resulta procedente divulgar las proyecciones específicas de precios solicitadas, en la medida en que su revelación podría comprometer información sensible de la Compañía.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

"13. Sírvase entregar los avances del del proyecto de la Planta Regasificadora La Guajira, liderado por la Transportadora de Gas Internacional (TGI), respecto del Acuerdo de Conexión y Derecho de uso de la línea de transferencia con Hocol, filial del Grupo Ecopetrol y operador de la Asociación Guajira, que permitirá conectar la Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) a la línea Chuchupa B-Ballena"

El proyecto denominado Planta Regasificadora La Guajira corresponde a una iniciativa liderada por la Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (TGI). En consecuencia, Hocol S.A. (empresa del Grupo Ecopetrol), en su calidad de operador del Contrato de Asociación Guajira, no ha creado ni estructurado un proyecto y, por tanto, no participa en la estructuración general, financiación ni en la toma de decisiones propias de dicho proyecto. La información que Hocol puede suministrar se circunscribe a las actuaciones en las que ha intervenido respecto del acuerdo de conexión y uso de la infraestructura asociada al Contrato de Asociación Guajira.

En ese contexto, el 24 de enero de 2026, Hocol y TGI suscribieron el Acuerdo de Conexión y Uso de la Línea de Transferencia entre la Plataforma Chuchupa B y la Estación Ballena. Este Acuerdo estableció el marco general para una eventual conexión del proyecto de TGI a dicha línea y contempló la posterior definición de distintos aspectos técnicos, operativos, ambientales y contractuales necesarios para su implementación.

Entre los hitos posteriores a la firma se encuentra la gestión ambiental asociada al proyecto. El 28 de enero de 2026 se radicó ante la ANLA una solicitud relacionada con el cambio menor, Posteriormente, la ANLA requirió información adicional, la cual fue allegada el 18 de abril de 2026. Finalmente, la autoridad aprobó el cambio menor el 29 de mayo de 2026.

Asimismo, con posterioridad a la suscripción del Acuerdo, Hocol y TGI conformaron seis mesas de trabajo interdisciplinarias para desarrollar las materias previstas en este, incluyendo asuntos socioambientales, operativos, de backout (desplazamiento de producción), tributarios, financieros, de constructibilidad y entrada en operación, así como aspectos relacionados con la gestión administrativa y los instrumentos contractuales posteriores. Estas actividades se adelantaron entre febrero y abril de 2026. El Acuerdo también previó la negociación y suscripción de instrumentos posteriores para desarrollar los aspectos necesarios para la implementación de la conexión.

En abril de 2026, Hocol tuvo conocimiento de la iniciativa promovida por TGI para solicitar el reconocimiento de su proyecto bajo la figura de IPAT (Proyecto Prioritario del Plan de Abastecimiento de Gas). A partir de ese momento, Hocol manifestó sus observaciones frente a dicha actuación y se suspendieron las mesas de trabajo y las negociaciones relacionadas con los acuerdos posteriores, mientras se evalúan las implicaciones del esquema planteado. En consecuencia, dado que el Acuerdo contempló la negociación y suscripción de instrumentos posteriores para desarrollar los aspectos necesarios para la implementación de la conexión, a la fecha esos acuerdos posteriores no han sido suscritos.

Se reitera que, la información precedente se limita a las actuaciones en las que Hocol ha participado en su calidad de operador del Contrato de Asociación Guajira y no constituye un pronunciamiento sobre el estado general, viabilidad, financiación, cronograma ni ejecución del proyecto de regasificación liderado por TGI.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Correos electrónicos:
participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co
quejasysoluciones@ecopetrol.com.co

Página WEB: www.ecopetrol.com.co
Contac center: 310 315 8600
Línea telefónica nacional: 018000918418

ECP-INFORMACION PUBLICA

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

De esta manera se da respuesta a su solicitud, manifestando nuestra disposición de atender cualquier información adicional.

Cordial saludo,

DocuSigned by:
Juliana Perdomo Valencia
AAB37FA558EE439...

JULIANA PERDOMO VALENCIA

Directora Corporativa de Relacionamiento Institucional y Comunicaciones (e)

Revisó: FMF

Elaborado con información preparada y suministrada por: Vicepresidencia de Exploración y Producción, Vicepresidencia Corporativa de Finanzas y de Valor Sostenible, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo, Vicepresidencia Ejecutiva de Energías para la Transición, Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales, y Hocol.

"Debido a que usted obtendrá información personal de la base de datos de Ecopetrol S.A., a partir del momento en que le sea entregada, acorde con disposiciones legales vigentes, usted será responsable del tratamiento de la información personal y su reserva, y por lo tanto debe cumplir las siguientes obligaciones: i). Utilizar la información exclusivamente para los fines que indicó en su solicitud y sólo ser tratada por usted; ii). Conservar y tratar la información en condiciones de seguridad y diligencia; iii). Colaborar de forma activa y diligente con Ecopetrol S.A. para asegurar al titular que en todo momento puede ejercer sus derechos a consultar, rectificar o suprimir su información personal; iv). Asegurar la calidad de la información personal con base en los lineamientos de Consistencia, Unicidad, Completitud, Oportunidad, y Confidencialidad que se señalan en la normatividad interna de Ecopetrol S.A. sobre calidad de la información, tanto en su entorno como cuando la transfiera a un encargado; v). Cumplir adecuada y oportunamente con todas las indicaciones que le imparta Ecopetrol S.A.; vi). Cumplir las instrucciones y requerimientos que imparta la Autoridad de Protección de Datos Personales de Colombia; vii). Revisar y cumplir los deberes y principios generales que se consagran en la normatividad colombiana sobre protección de la información personal (en especial la Ley 1581 de 2012) así como los deberes particulares que en especial llegue a imponer una norma, e informar y asegurarse de su cumplimiento frente a los encargados del tratamiento de esta información personal que estén bajo su subordinación; viii). Cumplir con todas las normativas de Ecopetrol S.A. sobre seguridad de la información y gestión documental; y ix). Conocer y cumplir con todos los deberes, principios, conductos regulares, y lineamientos que se establecen en la Declaración de Tratamiento de la Información Personal en Ecopetrol S.A. (disponible en www.ecopetrol.com.co).

"Parágrafo: En el caso en que usted incumpla cualquiera de estas obligaciones Ecopetrol S.A., de considerarlo pertinente o de ser obligatorio por mandato legal, procederá a solicitarle la devolución inmediata de la información personal tratada indebidamente, su eliminación permanente de los medios de almacenamiento físicos, electrónicos, ópticos o similares donde estuviese disponible, así como a denunciar la conducta ante las autoridades públicas competentes y/o iniciar contra usted un proceso de responsabilidad bien sea a nivel civil, penal, fiscal y/o disciplinario (según el grado de culpa o intención así como los daños causados) en relación al tratamiento de la información personal de la cual usted tenía la responsabilidad o encargo de su tratamiento.

"Parágrafo 2: Para medir el cumplimiento de lo consagrado en estas obligaciones se deberá atender a lo consagrado en el artículo 15 de la Constitución Política de Colombia, en la Ley 1581 de 2012, en los Decretos Reglamentarios de la Ley 1581 de 2012, en toda normatividad general y especial de Colombia sobre protección a la información personal (tanto legislativa, como regulatoria, consuetudinaria y jurisprudencial que sea vinculante en Colombia), y en la Declaración de Tratamiento de la Información Personal en Ecopetrol S.A. (disponible en www.ecopetrol.com.co)".

Listado de tablas

Tabla 1. Comercialización de volúmenes de gas natural durante 2025 y 2026..... 4
Tabla 2. Estructura societaria de Ecopetrol (Hocol e Invercolsa). 11
Tabla 3. Cobertura estimada de la demanda nacional de gas natural con producción propia del GE (ECP+Hocol). 22

Listado de Ilustraciones

GPC-P-001 Procedimiento para la gestión del derecho de petición - GPC-F-003 V2 – 18/10/2022
Plantilla 034 – V. 2 – 27/10/2017

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Docusign Envelope ID: 6B808AB4-4988-8649-8061-0D86CA67FB9D

Ilustración 1. Declaración de Producción 2026-2035. Fuente: MME. Declaración de producción Julio de 2026 - ECP. Septiembre de 2026. 4
Ilustración 2. Potencial de producción declarado por Ecopetrol S.A. (2021 a 2026). Fuente: ECP. Septiembre 2026. 5
Ilustración 3. Balance Ecopetrol S.A. Declaración de Producción 2026. Fuente: ECP. Septiembre 2026. 6
Ilustración 4. PTDV Ecopetrol S.A. Declaración de Producción 2026. Fuente: ECP. Septiembre 2026. . 7

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Correos electrónicos:
participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co
quejasysoluciones@ecopetrol.com.co

Página WEB: www.ecopetrol.com.co
Contac center: 310 315 8600
Línea telefónica nacional: 018000918418

ECP-INFORMACION PUBLICA