

RESUMEN DE POLÍTICAS

Perspectivas del gas en Colombia

Una evaluación preliminar de los
riesgos económicos y las necesidades
energéticas asociadas a las nuevas
inversiones de gas en el país

2023

Perspectivas del gas en Colombia.

Una evaluación preliminar de los riesgos económicos y las necesidades energéticas asociadas a las nuevas inversiones de gas en el país

© 2023 The International Institute
for Sustainable Development

Published by Consejo Permanente
para la Transición Energética Justa

This publication is under a CC BY-NC-SA 4.0 licence.

Autores: Angela Picciariello (IISD), Olivier Bois von Kursk (IISD), con el apoyo de Greg Muttitt (IISD), Anna Geddes (IISD) y Andrés Gómez Orozco (Censat Agua Viva) y Eco Matser.

Agradecemos por sus útiles comentarios a:

Patricio Calles Almeida (SEI), Felipe Alberto Corral Montoya (TU Berlin), Laura Flechas (Transforma), Ivetta Gerasimchuk (IISD), Gian Piero Fava Caceres (Transforma), Verónica Valencia Hernández (Transforma), Antonio Hill (Natural Resource Governance Institute), Giovanni Andrés Pabón Restrepo (Transforma), Álvaro Daniel Pinzón (Transforma), Alex Rafalowicz (Fossil Fuel Treaty), Tatiana Roa Avendaño (Censat Agua Viva) y Luisa Fernanda Umaña Hernández (Censat Agua Viva).

Publicado por International Institute for Sustainable Development.

El International Institute for Sustainable Development (IISD) es uno de los principales centros de investigación e innovación del mundo.

El Instituto brinda soluciones prácticas a los crecientes retos y oportunidades de integrar las prioridades ambientales y sociales en el desarrollo económico. Informamos sobre las negociaciones internacionales y compartimos los conocimientos adquiridos a través de proyectos de colaboración, lo cual se traduce en investigaciones más rigurosas, redes globales más sólidas y una mejor participación entre investigadores, ciudadanos, empresas y responsables de políticas.

El IISD se encuentra registrado como organización benéfica en Canadá y posee estatus 501(c)(3) en Estados Unidos. El IISD recibe apoyo operativo básico del Gobierno de Canadá, proporcionado a través del International Development Research Centre (IDRC) y de la Provincia de Manitoba. El Instituto recibe financiación para sus proyectos de numerosos Gobiernos dentro y fuera de Canadá, los organismos de Naciones Unidas, fundaciones, el sector privado y particulares.

Oficina Central

111 Lombard Avenue, Suite 325, Winnipeg,
Manitoba, Canadá R3B 0T4

Tel: +1 (204) 958-7700 | Fax: +1 (204) 958-7710

| Website: www.iisd.org



Introducción

La ciencia es clara: según los principales escenarios energéticos alineados con el Acuerdo de París, para que el mundo llegue a emisiones netas iguales a cero acordes con el límite de 1,5°C, es necesario que la producción mundial de petróleo y gas disminuya rápidamente. Este ritmo de descenso es tan o más rápido que el previsto para la producción de los yacimientos existentes. Por lo tanto, para minimizar los activos bloqueados y la dependencia del carbono, no pueden abrirse nuevos yacimientos de gas y petróleo (Bois von Kursk et al., 2022).

El Gobierno colombiano, liderado por el Presidente Gustavo Petro, anunció a finales de 2022 (y lo reiteró en enero de este año en el Foro Económico Mundial en Davos) su compromiso de no otorgar nuevas licencias para la exploración de gas y petróleo (Torrado & Reynoso, 2023). Esta voluntad política también sustenta la decisión tomada por Colombia en agosto de 2023 de unirse a la Alianza Más Allá del Petróleo y el Gas (Beyond Oil and Gas Alliance, BOGA por sus siglas en inglés) en calidad de Amigo de BOGA, una coalición de actores internacionales que trabaja por el avance de la transición energética a través de fuentes renovables y la reducción gradual de la dependencia de los

combustibles fósiles (Ministerio de Minas y Energía, 2023). El compromiso de no conceder ninguna licencia nueva de gas y petróleo formó parte del programa electoral del Gobierno antes de ganar las elecciones.

Este compromiso representa una decisión histórica para Colombia, la región y el mundo. Sin embargo, la disposición de "no conceder nuevas licencias" deja afuera una serie de proyectos de exploración que obtuvieron **licencias** antes de la decisión del Gobierno, pero que **aún no se han desarrollado**.

Este resumen se centra en las reservas de **gas en alta mar** bajo licencia que están siendo exploradas pero que aún no han recibido una decisión final de inversión. El principal objetivo de este análisis es evaluar los riesgos de dichas exploraciones en el contexto de los recientes acontecimientos políticos y las ambiciones climáticas de Colombia, y debatir las alternativas disponibles para mitigar dichos riesgos. Concluimos que no hay razones económicas ni de otra índole para que Colombia desarrolle los yacimientos sin explotar bajo las licencias existentes.

1 Panorama de las exploraciones de gas en curso en Colombia

La exploración y producción de petróleo

y gas de Colombia se basa principalmente en un sistema de contratos gestionados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Sólo unos pocos contratos son directamente administrados por la empresa nacional de petróleo Ecopetrol, aunque Ecopetrol puede acceder a los contratos supervisados por la ANH y, en caso de que sea de su interés comercial, hacerlo. A finales de noviembre de 2022, había 381 contratos activos de exploración y producción en Colombia, 331 de los cuales se encontraban bajo la supervisión de la ANH, 49 eran supervisados por Ecopetrol y uno era un contrato de concesión directa. La paralización por parte del Gobierno colombiano de nuevas exploraciones de petróleo y gas no afecta los contratos ya firmados, los cuales, según el Gobierno ha confirmado, pueden seguir operando (Ministerio de Minas y Energía et al., 2022; Symmes Cobb, 2022).

Los representantes de la industria del petróleo y el gas, con el apoyo de los medios de comunicación nacionales, han subrayado constantemente el gran potencial de las nuevas explotaciones de gas y han descrito al gas fósil como fundamental para satisfacer el consumo interno de energía y como

un componente clave para la transición energética del país (Asociación de Empresas de Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe, 2021; Salazar Castellanos, 2021).

En este contexto, los recientes descubrimientos de 2022 asociados a los pozos Gorgon-2 y Uchuva-1 en el Mar Caribe han atraído mucho interés ("Al que no quiere," 2023; Ferney Abaunza, 2022). El pozo Gorgon-2 está situado en la denominada provincia gasífera del Sur del Caribe colombiano, a la cual también pertenecen los anteriores descubrimientos de los pozos Kronos (2015), Purple Angel (2017) y Gorgon-1 (2017); el descubrimiento del pozo Gorgon-2 amplía aún más el importante descubrimiento de Gorgon-1 en la provincia gasífera, y en este resumen nos referiremos a los dos pozos Gorgon-1 y Gorgon-2 colectivamente como "Gorgon". El pozo Uchuva-1 se sitúa frente a la costa caribeña en el Departamento de Guajira; en el presente resumen, nos referiremos al descubrimiento Uchuva-1 como "Uchuva". El Cuadro I muestra las características morfológicas y las principales estimaciones de producción de sendos descubrimientos de gas.

Cuadro I. Características de los descubrimientos de Gorgon y Uchuva

	Gorgon	Uchuva
Área	Mar Caribe	Mar Caribe
Profundidad del agua	-2,400 m	-830 m
Propiedad	Shell (50%), Ecopetrol (50%)	Petrobras (44%), Ecopetrol (56%)
Inicio estimado	2035	2035
Última producción estimada	2056	2053
Producción máxima prevista (millones de pies cúbicos de gas por día [MMcf/d])	292	132
Producción total prevista (miles de millones de pies cúbicos [Bcf])	900	299

Fuente: Rystad Energy UCube, accedido el 11/01/2023.

En la siguiente sección de este resumen se ofrece un debate más detallado de las diversas estimaciones disponibles sobre las reservas, fechas de inicio y fin de la producción.

2 No hay argumentos económicos para nuevas exploraciones de gas

La mayoría de los países productores de petróleo y gas de América Latina se enfrentan al riesgo de déficit fiscal debido a las perspectivas de una disminución continua de la demanda mundial de petróleo y gas, por un lado; y las inversiones necesarias para financiar sus propias transiciones para alcanzar emisiones iguales a cero, por el otro, (Grupo de Trabajo sobre Clima, Desarrollo y el Fondo Monetario Internacional, 2022; Welsby et al., 2022). La economía colombiana depende en gran medida de la exportación de hidrocarburos, que representó el 60% de las exportaciones de dicho país en valor entre 2017 y 2021 (Departamento Nacional de Planeación, 2023). En materia de gas fósil, sin embargo, desde 2015 Colombia apenas ha podido cubrir su consumo interno a través de la extracción de recursos naturales (Jurado Gómez & Torres Chinome, 2023), con importaciones de gas que sólo han abastecido alrededor del 2% de la demanda nacional en los últimos 5 años (principalmente relacionadas con la planta de regasificación de Cartagena, que utiliza este combustible para abastecer la generación térmica) (Naturgas, 2022). Por ende, tanto la actual producción de gas como las nuevas exploraciones se enmarcan en el abastecimiento del consumo interno (Morales Soler, 2022) y la seguridad energética más que en las exportaciones, aunque las perspectivas de exportación para los nuevos descubrimientos han

sido sugeridas tanto por Shell como por Ecopetrol (Schmidt, 2022).

Según las proyecciones de la ANH (2023), las reservas probadas de gas actualmente conocidas (denominadas "IP") serán suficientes para cubrir la demanda de gas de Colombia al ritmo de consumo actual durante 7,2 años. Se espera que las posibles contribuciones de los yacimientos de gas en alta mar de Gorgon y Uchuva respalden la creciente demanda después de 2030 (Guerrero, 2022).

Dado que las reservas de gas de Colombia están disminuyendo rápidamente, muchos consideran el desarrollo y la explotación de nuevos yacimientos descubiertos como una forma de salvaguardar la autosuficiencia energética del país por un mayor período de tiempo. ¿Pero realizar nuevas inversiones en gas es realmente la mejor vía para Colombia?

El análisis económico de Rystad para los yacimientos Gorgon y Uchuva destaca la incertidumbre financiera relacionada con esta exploración. La Figura 1 muestra una estimación del potencial de producción técnica para ambos yacimientos, que según se prevé comenzará de 2035 en adelante, alcanzando su punto máximo alrededor de 2037–2038 y luego con un descenso constante hasta 2053/2056.

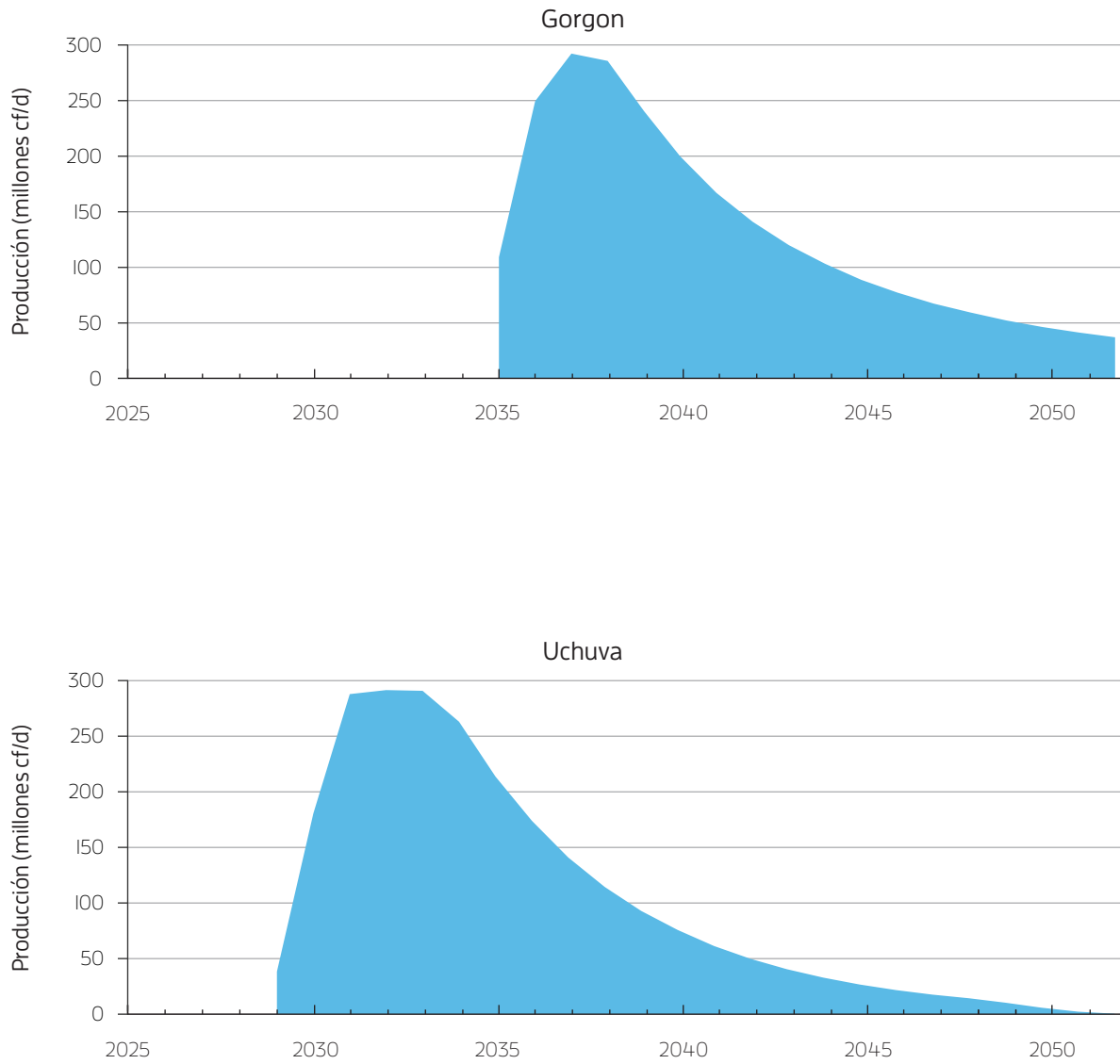


Figura I. Producción de gas prevista para los yacimientos Gorgon y Uchuva

Fuente: Rystad Energy UCube, extraído el 11/01/2023.

Las curvas de producción en la Figura 1 corresponden a la estimación total de Rystad de 900 BcF de gas que se recuperará de Gorgon y 900 BcF de Uchuva. Wood Mackenzie, una de las otras fuentes más autorizadas en la materia, estima 3.000 BcF para ambos yacimientos (Moraes & Koh, 2022); esta cifra es superior a la de Rystad pero aproximadamente del mismo orden de magnitud. Dada la incertidumbre relacionada con la evaluación del potencial de las reservas en una etapa temprana, se dispone de diferentes estimaciones, a saber, S&P Global (Machado & Vargas Ortega, 2022), que a su vez acepta las estimaciones de Ecopetrol de un perfil de producción de alrededor de 6.000 BcF para Uchuva y una cifra similar para Gorgon. Las estimaciones de S&P no son las únicas que difieren sustancialmente de las otras dos evaluaciones de expertos de Rystad y Wood Mackenzie: desde entonces la propia Ecopetrol ha rebajado su propia evaluación de las reservas de Gorgon a 1.900–2.500 BcF (Quiroga Rubio, 2023; Schmidt, 2023), lo que hace que las estimaciones de S&P se encuentren desactualizadas y posiblemente sean demasiado optimistas.

Del mismo modo, las estimaciones de Ecopetrol difieren en gran medida de las de Rystad en cuanto a los plazos de inicio de la producción de los yacimientos. Ecopetrol estima que el primer gas de Uchuva se podría tener en 2026 y el de Gorgon en 2028–2029 (Vargas, 2023). Asumiendo que ambos yacimientos obtengan decisiones finales de inversión en 2025–2026, estos plazos parecen ser muy poco realistas, especialmente para el yacimiento Gorgon, que se sitúa mucho más lejos de la costa y de la infraestructura existente y a una profundidad mucho mayor que el de Uchuva.

Basada en la perspectiva de precios de Rystad elaborada por su grupo de investigación sobre los fundamentos del mercado, la Figura 2 muestra el valor actual neto (VAN) para los dos proyectos en distintos escenarios de precios del gas. El VAN brinda una estimación del valor actual de rendimiento futuro esperado de un yacimiento de petróleo y gas. Utilizando las mejores estimaciones de los precios de gas proyectados y suponiendo un tipo de descuento nominal del 10%, el escenario base y el denominado “forward” de Rystad muestran que tanto Uchuva como Gorgon tendrán un VAN negativo a lo largo de su vida útil. Por lo tanto, se espera que estos activos sean comercialmente inviables sobre la base de los escenarios de precios del gas más probables de Rystad.

Con base a las mismas estimaciones, los precios de equilibrio del gas para los yacimientos de Uchuva y Gorgon se sitúan en USD 8 y USD 7/mil pies cúbicos (kcf). En comparación, el precio actual del gas del Henry Hub ronda los USD 3/kcf y se prevé estar por debajo de USD 9/kcf a lo largo de la década de 2030, cuando ambos yacimientos comenzarían su producción (Rystad Energy, n.d.).

La Figura 2 muestra que los VAN de los yacimientos Gorgon y Uchuva son negativos en la mayoría de los escenarios de precios considerados por Rystad. La única excepción está representada por los dos escenarios de precios más elevados, que rendirían un VAN positivo. Esto implica que según los escenarios de precios del gas más razonables, incluido el escenario base que según Rystad sería el más probable, ambos yacimientos se consideran inversiones económicamente no comerciales.

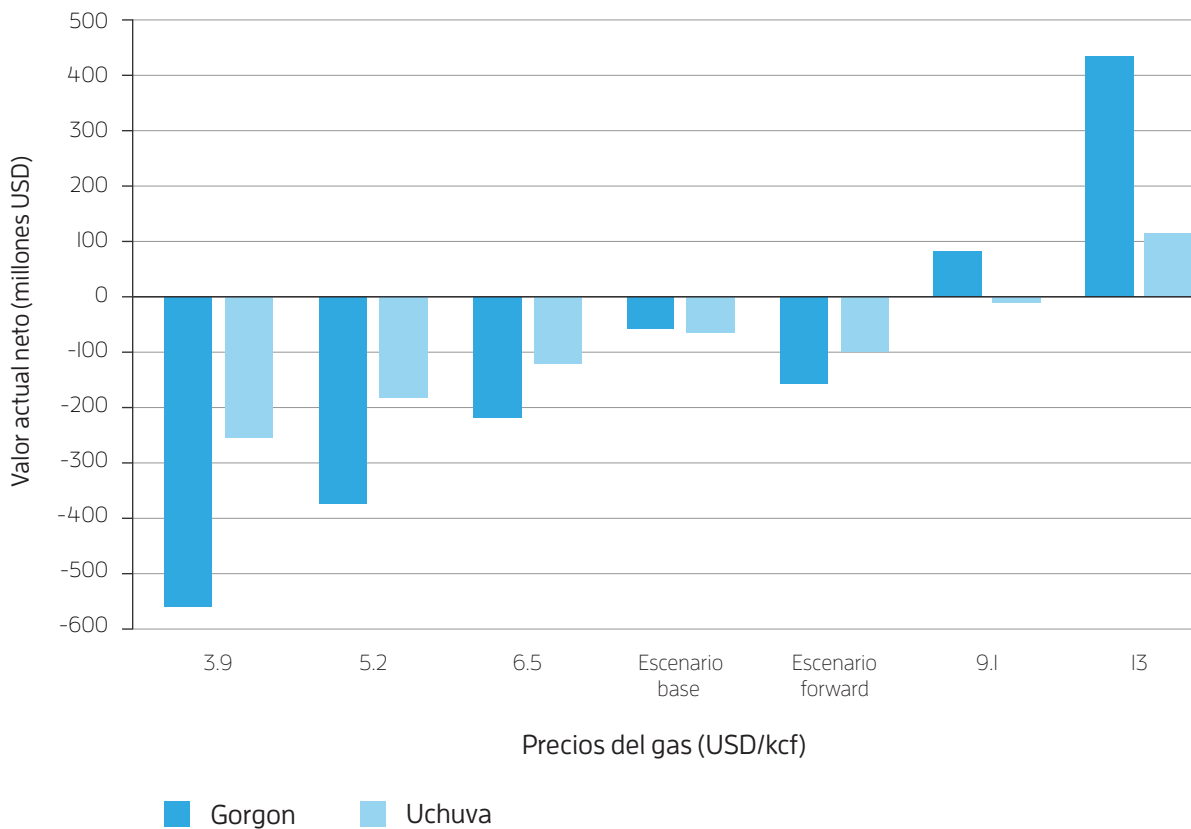


Figura 2. VAN previsto para los yacimientos Gorgon y Uchuva con distintos precios del gas

Fuente: Rystad Energy Cube, extraído el 11/01/2023.

Esto es particularmente problemático considerando que, para ambos yacimientos, la mitad de las inversiones serán asumidas por Ecopetrol; por lo tanto, todo el dinero perdido sería en efecto dinero público perdido, que en cambio podría utilizarse de manera más progresiva en áreas de interés público.

Por un lado, garantizar la rentabilidad en este tipo de inversiones sobre la base de la venta de gas en

el mercado interno colombiano probablemente requeriría que el gas se vendiera a un precio mucho más elevado que el esperado por los consumidores. El Gobierno colombiano podría verse obligado a pagar subvenciones sustanciales para mantener precios aceptables para los consumidores, lo cual a su vez representa un claro riesgo para las perspectivas de una transición energética a nivel nacional.

Por otro lado, la opción de vender este gas para la exportación enfrentaría sus propios desafíos. Se espera que la "carrera por el gas" en Europa ocasionada por la invasión rusa de Ucrania provoque un exceso de oferta mundial de gas natural licuado (GNL) que probablemente generará un descenso del precio del gas durante mucho tiempo (van Leeuwen, 2022). Esto significa que el gas colombiano exportado enfrentará dificultades para competir con los precios más bajos debido a los acontecimientos en Medio Oriente y el Norte de África.

Además, este proyecto también requeriría un importante gasto de capital adicional para construir un gasoducto para transportar el gas extraído hasta la costa. Se estima que la ruta de exportación tendría unos 120 km de longitud y el costo total sería de USD 7 mil millones (Machado & Vargas Ortega, 2022). Asimismo, se necesitarían instalaciones de procesamiento de gas en tierra para transportar el gas hasta el destino deseado. Por ende, incluso si el Gobierno colombiano subvencionara o concediera incentivos fiscales para ayudar a absorber algunos de estos importantes gastos de capital, estos yacimientos podrían convertirse en activos bloqueados debido a su alto costo de extracción y perspectivas de producción no comercial —lo que podría hacer que los contribuyentes colombianos

deban cargar con los costos de cierre y limpieza tal como está sucediendo con el cierre de la infraestructura petrolífera de California (Purvis, 2023). Alternativamente, podría crear un círculo vicioso de bloqueo tecnológico y de infraestructura y costos hundidos; en otras palabras, la larga vida de la infraestructura física encierra a la sociedad colombiana en trayectorias de emisiones intensivas en carbono que son difíciles o muy costosas de cambiar (Strambo et al., 2022).

Este bloqueo a través de los costos hundidos de los gasoductos y las terminales de GNL ha sucedido en varios países que pasaron de ser exportadores a importadores de gas a medida que intentaban hacer frente a los crecientes desequilibrios del suministro (Gomes, 2020). La disponibilidad de recursos nacionales baratos tiende a generar un rápido crecimiento de la demanda local, seguido de una dependencia de activos o importaciones que tienen un costo elevado cuando se agotan los recursos nacionales iniciales de bajo costo. La dependencia de Colombia de sus yacimientos de gas, que disminuyen rápidamente, está experimentando un patrón similar, con consecuencias potencialmente costosas.

3 El desarrollo de nuevos yacimientos de gas no es una buena opción para satisfacer el consumo futuro de energía

Las narrativas centradas en la importancia del gas como un “combustible de transición”, en particular para las economías en desarrollo y emergentes, a menudo son problemáticas y engañosas. Tal como muestra la Figura 3, la energía eólica y solar ya son competitivas en términos de costos con el gas cuando se trata de la generación de electricidad en los países con ingresos bajos y medios (que constituye el principal uso del gas en estos países) y también lo son las cocinas eléctricas y la calefacción por inmersión, la energía solar térmica, la calefacción urbana y el aislamiento en el contexto

de la utilización del gas para fines residenciales y comerciales (que representa el segundo mayor uso del gas en estos países). Si bien en general resulta más difícil reemplazar el gas por fuentes de energías limpias para usos industriales, esto representa una parte mucho menor del uso total de gas (Muttitt et al., 2021). El gas no solo es una opción económica arriesgada, tal como se destaca en la sección anterior, sino también perjudicial y potencialmente innecesaria para satisfacer las crecientes necesidades de energía del Sur Global, dado que ya se encuentran comercialmente disponibles alternativas más

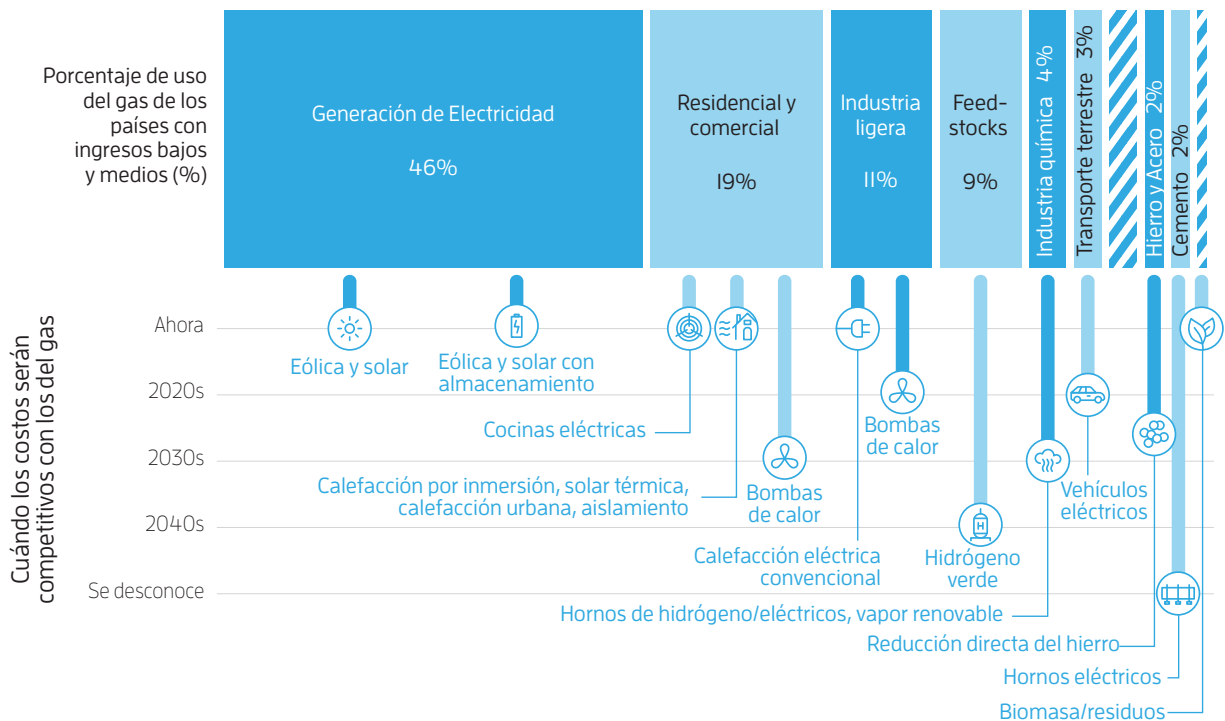


Figura 3. Competitividad de costos de las alternativas al gas

Fuente: Muttitt et al., 2021.

baratas y limpias para la mayoría de los usos a los que se supone que sirven la exploración y producción de gas. En el debate que se presenta a continuación, describimos las alternativas más baratas y limpias al gas en el caso específico de Colombia.

La matriz gasífera colombiana observa el uso del gas distribuido casi uniformemente entre los sectores de la industria, el transporte, residencial y eléctrico (Ministra de Minas y Energía, 2023). Este tipo de matriz energética plantea una serie de complejidades con respecto a las perspectivas de reducir drásticamente la dependencia del gas dado que (a) la ampliación del uso residencial de gas ha brindado acceso a la energía a comunidades remotas y vulnerables a través del programa Gas Natural Social (Angulo et al., 2023); y (b) el uso del gas en el sector del transporte tiene importantes implicancias más allá del transporte personal —por ejemplo, a través del transporte de mercancías y su impacto en los precios finales. Dejar de utilizar gas, por lo tanto, requeriría una transición compleja en las estructuras económica y productiva de este país. Sin embargo, el gas extraído en Colombia a menudo no encuentra un mercado adecuado y no puede almacenarse de otra manera —acaba siendo utilizado ya sea para generar la electricidad necesaria para la extracción de petróleo y gas (incluidas las operaciones de recuperación de petróleo) o se reinyecta a los yacimientos de gas. En enero y febrero de 2023, solo se comercializó el 62,1% y el 65,9% del gas extraído, respectivamente, y estos valores cayeron por debajo del 50% en otros períodos (Gómez, 2023).

Comparar las curvas de oferta y demanda de gas puede ayudar a determinar, en primer lugar, si es

necesario realizar nuevas exploraciones para satisfacer la demanda de gas del país —suponiendo que los nuevos yacimientos de gas fueran a utilizarse para el consumo interno y no para fomentar las exportaciones tal como se propuso en algunas ocasiones.

Las estimaciones sobre la cantidad de gas que necesitará Colombia para satisfacer su demanda interna varían. La Figura 4 propone una comparación de las proyecciones del suministro de los yacimientos actualmente en producción y de las terminales de importación de GNL con distintas curvas de demanda en diferentes escenarios. Es importante subrayar que mientras que la terminal de GNL de Cartagena ya se encuentra operando (con una capacidad total de 170.000 metros cúbicos de almacenamiento y 400 MMcf por día de regasificación), la terminal de Buenaventura aún se encuentra en fase de planificación, y es posible que su construcción lleve unos años más, a pesar del reciente compromiso del Gobierno de seguir adelante con el proyecto (BNamericas, 2022). Los siguientes escenarios de demanda han sido seleccionados por ser los únicos disponibles públicamente que se encuentran alineados con los planes de descarbonización de este país:

- Las estimaciones de la demanda de gas primario contenidas en el escenario E2050, que resumen la estrategia climática a largo plazo de Colombia para una descarbonización de aquí a 2050 (basadas en los propios cálculos de los autores) (Gobierno de Colombia, 2021); y
- El escenario recientemente publicado por el Ministerio de Minas y Energía, alineado con los compromisos del país en la COP 26.

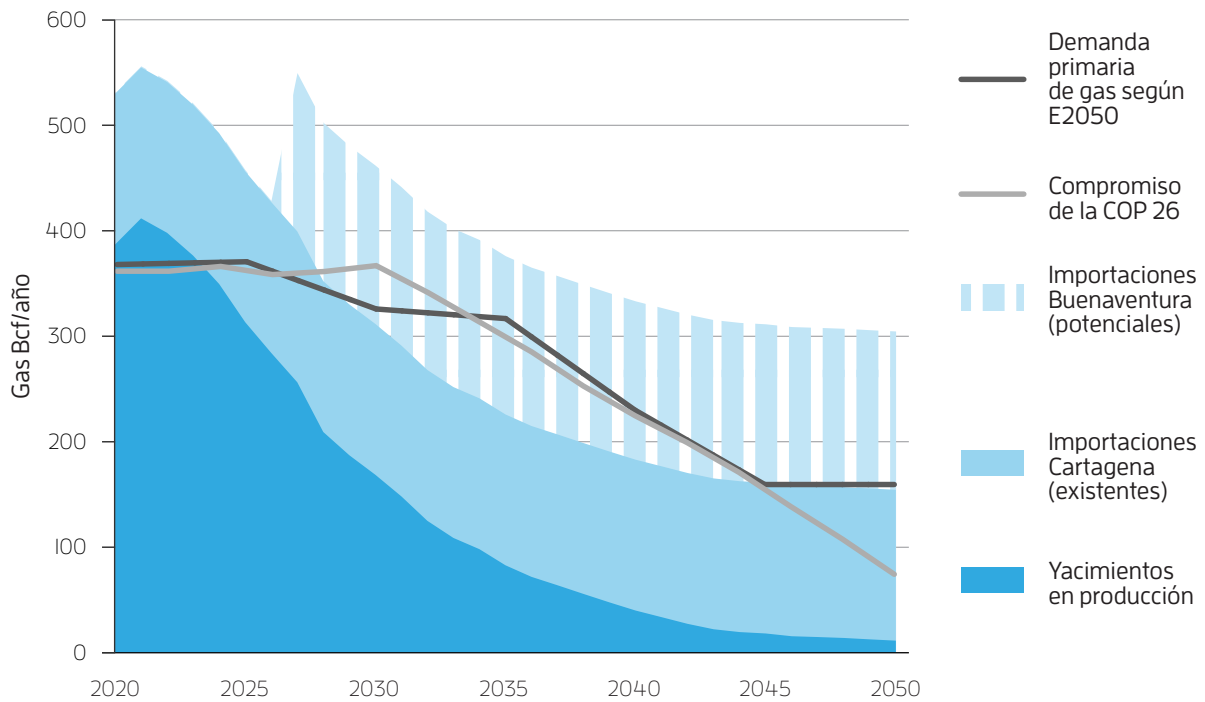


Figura 4. Proyecciones de oferta y demanda de gas en Colombia hasta 2050

Fuente: Rystad Energy UCube, estimaciones de E2050, Escenarios Nacionales TEJ y cálculo de los autores.

En el escenario E2050, la demanda de gas disminuye lentamente hasta 2035 y luego más drásticamente durante la década siguiente, para estabilizarse después hasta 2050. Similarmente, según el escenario de compromisos del Ministerio de Minas y Energía en el marco de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático 26 (COP 26), la demanda de gas es prácticamente estable hasta 2030 y luego disminuye de manera constante y rápida entre 2030 y 2050; este escenario presenta el menor valor de la demanda esperada a largo plazo, entre 2045 y 2050. Conforme a estos dos escenarios de demanda de gas, Colombia

podría cubrir plenamente su demanda prevista de gas sin necesidad de aumentar la oferta más allá de lo que pueden suministrar los yacimientos en producción y las terminales de importación de GNL existentes y previstas. Bajo estos escenarios, no hay necesidad de recurrir a la total capacidad de importación durante la mayor parte del período de tiempo.

Estos escenarios implican que una reducción drástica de la dependencia del gas de este país ya es posible a corto plazo y puede lograrse aún más durante el transcurso de las próximas 3 décadas.

Un análisis reciente del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente ha mostrado que ampliar las energías renovables en el sector eléctrico en América Latina y el Caribe en lugar de continuar en la vía de los combustibles fósiles, incluido el gas natural, sería por lejos la mejor opción (Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente, 2022). En el caso de Colombia, la matriz energética primaria podría ser completamente descarbonizada.

Según el escenario E2050, una reducción drástica de la dependencia de los combustibles fósiles puede lograrse, entre otros, por medio de una mayor electrificación del consumo final de energía (del 18% en 2020 hasta el 40%-70% en 2050) y duplicando la proporción de la energía primaria procedente de energías renovables (en particular, energía solar y bioenergía) para 2050 (Gobierno de Colombia, 2021). Por consiguiente, el escenario E2050 refleja la apreciación de que intentar satisfacer la creciente demanda de energía del país principalmente a través de los combustibles fósiles no solo resultaría difícil de lograr dada la disminución proyectada de las reservas de petróleo y gas sino también sería menos eficiente en términos energéticos. En el escenario de compromisos de la COP 26, una reducción en la demanda

de gas puede lograrse a través de la combinación de una profunda descarbonización del sector del transporte (incluso vendiendo vehículos con cero o bajas emisiones comenzando a partir de 2035), grandes esfuerzos de electrificación y poniendo fin a la expansión de la red de gas para construcciones residenciales.

Si bien Colombia podría alcanzar un buen nivel de seguridad energética reduciendo el consumo de gas y cambiando a energías limpias, tanto los compromisos del escenario E2050 como de la COP 26 también contemplan algunas importaciones de gas. Importar gas sería preferible a soportar la enorme carga económica y ambiental que supondría desarrollar yacimientos en alta mar a grandes profundidades en un contexto de reservas muy inciertas y el elevado riesgo de los efectos de bloqueo que crearía la nueva infraestructura. Dado que las importaciones de gas ocupan el centro de un debate controvertido y políticamente cargado en este país, una opción incluso más preferible sería que Colombia evaluara si la demanda futura de gas puede reducirse en mayor medida más allá de los dos escenarios contemplados.

Conclusión y recomendaciones

Las principales conclusiones y recomendaciones de este análisis son las siguientes:

- i) El desarrollo de yacimientos de gas en alta mar descubiertos recientemente en Colombia, como los de Gorgon y Uchuva, conlleva grandes incertidumbres y altos riesgos económicos. Las inversiones en estos yacimientos se consideran económicamente no comerciales dado el VAN negativo conforme a los escenarios de precios de gas más probables. Garantizar la rentabilidad de este tipo de inversiones en base a la venta del gas en el mercado interno colombiano probablemente requeriría que el gas se vendiera a un precio más elevado que el esperado por los consumidores. El Gobierno colombiano podría verse obligado a pagar importantes subvenciones al fin de mantener un precio aceptable para los consumidores. Dado el alto porcentaje de participación pública en el desarrollo de ambos yacimientos, esto torna tales inversiones particularmente arriesgadas tanto para el Estado como para los contribuyentes colombianos.
- ii) Incluso si el Gobierno colombiano subvencionara o concediera incentivos fiscales para ayudar a absorber parte de los principales gastos de capital relacionados con el desarrollo de los yacimientos, estos podrían convertirse en activos bloqueados debido a su alto costo de extracción y a una perspectiva de producción no comercial. Alternativamente, también podrían crear un círculo vicioso en términos de bloqueo tecnológico y de infraestructura y costos hundidos. La larga vida de la infraestructura física podría encerrar a la sociedad colombiana en trayectorias de emisiones intensivas en carbono que serían difíciles o costosas de cambiar.
- iii) Debido al descenso de los costos, una expansión de las energías renovables en el sector eléctrico sería por lejos la mejor opción para Latino América y el Caribe para romper su ciclo de dependencia de los combustibles fósiles, incluido el gas. Según dos escenarios relativos a una mayor oferta de energías limpias y a una reducción en la demanda de gas, Colombia puede satisfacer la demanda interna sin recurrir al desarrollo de nuevos yacimientos de gas.
- iv) Los compromisos del Acuerdo de París anticipan una disminución controlada de la producción de gas y petróleo. Para alinearse con los objetivos del Acuerdo de París, es necesario que Colombia deje sin explotar los nuevos yacimientos Gorgon y Uchuva y, en cambio, utilice las inversiones equivalentes para desarrollar energías renovables, aplicar políticas de eficiencia energética y otras políticas de reducción de la demanda.

Referencias

Agencia Nacional de Hidrocarburos.

(2023). Informe de reservas y recursos contingents de hidrocarburos: Corte 31 de Diciembre de 2022. https://www.anh.gov.co/documents/21617/Informe_de_Reservas_y_Recursos_Contingentes_de_Hidrocarburos_2022_pfMyhzQ.pdf

Al que no quiere gas se le dan dos pozos.

(2022). Cambio Colombia. <https://cambiocolombia.com/articulo/economia/al-que-no-quiere-gas-se-le-dan-dos-pozos>

Angulo, R., Espinosa, F., Quinchua, J. (2023).

El gas natural: Como vehículo para elevar el bienestar y reducir la privación energética de los hogares en Colombia. [https://naturgas.com.co/wp-content/uploads/2023/05/Gas-natural-vehiculo-para-reducir-pobreza.pdf](https://nатурgas.com.co/wp-content/uploads/2023/05/Gas-natural-vehiculo-para-reducir-pobreza.pdf)

Asociación de Empresas de Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe.

(2021). Informe arpel sobre el rol del gas natural en la transición energética de Colombia. <https://es.arpel.org/article/informe-arpel-sobre-el-rol-del-gas-natural-en-la-transicion-energetica-de-colombia/>

BNamericas.

(2022). Colombia seguirá con planes de importación de gas. <https://www.bnamericas.com/es/noticias/colombia-seguira-con-planes-de-importacion-de-gas>

Castellanos, D. (2021). ¿Por qué el gas natural será

clave en la transición energética en Colombia? Bloomberg. <https://www.bloomberglinea.com/2021/10/29/por-que-el-gas-natural-sera-clave-en-la-transicion-energetica-en-colombia/>

Departamento Nacional de Planeación.

(2023). Colombia, potencia mundial de la vida: Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portalDNP/PND-2023/2023-02-06-Bases-PND-2023.pdf>

Ferney Abaunza, N. (2022). Provincia gasí-

fera en el Caribe Colombiano. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. <https://www.acggp.org/boletin-5-octubre/#:~:text=GORG%C3%93N%20%2D2.,ayuda%20de%20un%20buque%20especializado>

Gobierno de Colombia. (2021). Estrategia climática

de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París. https://unfccc.int/sites/default/files/resource/COL_LTS_Nov2021.pdf

Gomes, I. (2020). The dilemma of gas importing

and exporting countries. The Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/08/The-dilemma-of-gas-importing-and-exporting-countries-NG-161.pdf>

Gómez, A. (2023). Declinación de nuevos descubrimientos de petróleo y gas en Colombia.

¿Debemos seguir invirtiendo en exploración de hidrocarburos? Consejo Permanente de Transición Energética Justa en Colombia. Junio 2023. <https://censat.org/wp-content/uploads/2023/06/Declinacion-de-nuevos-descubrimientos-de-petroleo-y-gas-en-Colombia-4.pdf>

Guerrero, D. (2022). Colombia tiene reservas de

petróleo para 7,6 años y de gas para 8 años. Bloomberg Línea. <https://www.bloomberglinea.com/2022/05/10/colombia-tiene-reservas-de-petroleo-para-76-anos-y-de-gas-para-8-anos/>

Jurado Gómez, E., & Torres Chinome, A. G.

(2023). *Análisis de la seguridad en el abastecimiento de gas natural en Colombia en un medio plazo*. <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/63882/An%c3%a1lisis%20de%20la%20seguridad%20del%20abastecimiento%20de%20gas%20natural%20en%20Colombia%20en%20un%20medio%20plazo%20%282032%29.pdf?sequence=3&isAllowed=y>

Machado, R., & Vargas Ortega, S. (2022).

Colombia tax reform impact on Gorgon gas asset. S&P Global Commodity Insights. <https://stage.www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/research-analysis/colombia-tax-reform-impact-on-gorgon-gas-asset.html>

Ministra de Minas y Energía. (2023).

Escenarios Nacionales: Transición Energética Justa Rutas que nos preparan para el futuro.

Ministerio de Minas y Energía. (2023).

Colombia nuevo amigo de la alianza internacional "Más Allá del Petróleo y el Gas-BOGA". <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/colombia-nuevo-amigo-de-la-alianza-internacional-m%C3%A1s-all%C3%A1-del-petr%C3%B3leo-y-el-gas-boga/>

Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, & Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2022).

Balance de contratos de hidrocarburos y recursos disponibles para la Transición Energética Justa. https://minenergia.gov.co/documents/9628/DIAGNOSTICO_GENERAL_DE_CONTRATOS_DE_HIDROCARBUROS_2022.pdf

Moraes, V., & Koh, K. (2022).

Colombia upstream: Digging into multi-level intelligence. Wood Mackenzie. <https://www.woodmac.com/news/opinion/colombia-upstream-digging-into-multi-level-intelligence/>

Morales Soler, D. (2022).

"En 2023 se conocería el potencial de reservas de gas offshore": Shell. Paisminero. <https://www.paisminero.com/petroleo/hidrocarburos/25423-en-2023-se-conoceria-el-potencial-de-reservas-de-gas-offshore-shell>

Muttitt, G., Sharma, S., Mostafa, M., Kühne, K., Doukas, A., Gerasimchuk, I., & Roth, J.

(2021). *Step off the gas: International public finance, natural gas and clean alternatives in the Global South*. International Institute for Sustainable Development. <https://www.iisd.org/publications/natural-gas-finance-clean-alternatives-global-south>

Naturgas. (2022). *Indicadores 2022*. <https://naturgas.com.co/wp-content/uploads/2022/12/Indicadores-naturgas-2022.pdf>**Purvis, D.** (2023). *There will be blood:*

Decommissioning California's oilfields. Carbon Tracker. <https://carbontracker.org/reports/there-will-be-blood/>

Quiroga Rubio, L. (2023).

El país cuenta con autosuficiencia de 7,2 años, la más baja de dos décadas, se reabre el debate. *El Tiempo*. <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/las-alarmas-que-se-encienden-por-las-bajas-reservas-de-gas-y-petroleo-que-tiene-el-pais-772319>

Rystad Energy. (n.d.). *Rystad Energy Cube Browser*. <https://www.rystadenergy.com/downloads>

Schmidt, K. (2022). *Shell pushing ahead on Latam exploration*. Energy Intelligence Group.

Schmidt, K. (2023). *Offshore finds rekindle interest in Colombia*. Energy Intelligence Group. <https://www.energyintel.com/00000187-23ee-d4f0-a3b7-b3ee23630000>

Strambo, C., Calles Almeida, P., Vega Araújo, J. A., & Around, E. (2022). *Q&A: What is carbon lock-in? SEI scientists give a primer*. Stockholm Environment Institute. <https://www.sei.org/features/qa-what-is-carbon-lock-in/>

Symmes Cobb, J. (2022). *Colombia will respect current oil contracts, ministry says*. Reuters. <https://www.reuters.com/business/energy/colombia-will-respect-current-oil-contracts-ministry-says-2022-10-20/>

Task Force on Climate, Development and the International Monetary Fund. (2022). *Fiscal impact estimates of a net-zero emissions transition for major hydrocarbon producers in Latin America and the Caribbean*. <https://www.bu.edu/gdp/2022/04/05/fiscal-impact-estimates-of-a-net-zero-emissions-transition-for-major-hydrocarbon-producers-in-latin-america-and-the-caribbean/>

Torrado, S. & Reynoso, L. (2023). *La ministra de Minas reitera que no se firmarán nuevos contratos de exploración de petróleo y gas*. *El País*. <https://elpais.com/america-colombia/2023-01-19/la-ministra-de-minas-reitera-que-no-se-firmaran-nuevos-contratos-de-exploracion-de-petroleo-y-gas.html>

Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente. (2022). *Is natural gas a good investment for Latin America and the Caribbean?* <https://wedocs.unep.org/handle/20.500.11822/40923>

van Leeuwen, H. (2022). *Tide turns in Europe's energy crisis, but for how long?* *Financial Review*. <https://www.afr.com/world/europe/tide-turns-in-europe-s-energy-crisis-but-for-how-long-20221107-p5bwlo>

Vargas, N. (2023). *Estos son los avances que han presentado los proyectos de Uchuva, Gorgón y Sinú*. *La Republica*. <https://www.larepublica.co/empresas/estos-son-los-avances-que-han-presentado-los-proyectos-de-uchuva-gorgon-y-sinu-3530276>

von Kursk, O. B., Muttitt, G., Picciariello, A., Dufour, L., Van de Graaf, T., Goldthau, A., Hawila, D., Adow, M., Tienhaara, K., Hans, F., Day, T., Mooldijk, S., Abbot, M., & Logan, A. (2022). *Navigating energy transitions: Mapping the road to 1.5°C*. International Institute for Sustainable Development. <https://www.iisd.org/publications/report/navigating-energy-transitions>

Welsby, D. Solano-Rodriguez, B., Pye, S. & Vogt-Schilb, A. (2022). *High and dry: Stranded natural gas reserves and fiscal revenues in Latin America and the Caribbean*. Inter-American Development Bank. <https://publications.iadb.org/en/high-and-dry-stranded-natural-gas-reserves-and-fiscal-revenues-latin-america-and-caribbean>

**Integrantes del Consejo Permanente
para la Transición Energética Justa (Cptej):**

Censat Agua Viva

Polen Transiciones Justas

Indepaz

Comunidades Setaa

Fundaexpresión

Cipame

Funtramiexco

Movimiento Cesar sin fracking y sin gas

Movimiento social en defensa de
los ríos Sogamoso y Chucurí- Ríos Vivos

Aliados:

Fundación Heinrich Boell Oficina Bogotá (Colombia)

Red Global de Gas y Petróleo (GGON)

Tratado de No proliferación de Combustibles Fósiles

International Institute for Sustainable Development (IISD)