

Welsby, Dan; Solano Rodríguez, Baltazar; Pye, Steve; Vogt-Schilb, Adrien

## Working Paper

# Falsas expectativas: Reservas de gas natural varadas y sus ingresos fiscales asociados en América Latina y el Caribe

IDB Working Paper Series, No. IDB-WP-01197

## Provided in Cooperation with:

Inter-American Development Bank (IDB), Washington, DC

*Suggested Citation:* Welsby, Dan; Solano Rodríguez, Baltazar; Pye, Steve; Vogt-Schilb, Adrien (2022) : Falsas expectativas: Reservas de gas natural varadas y sus ingresos fiscales asociados en América Latina y el Caribe, IDB Working Paper Series, No. IDB-WP-01197, Inter-American Development Bank (IDB), Washington, DC, <https://doi.org/10.18235/0003727>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/290069>

### Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

### Terms of use:

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*



<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>

DOCUMENTO DE TRABAJO DEL BID N° IDB-WP-01197

# **Falsas expectativas: reservas de gas natural varadas y sus ingresos fiscales asociados en América Latina y el Caribe**

Dan Welsby  
Baltazar Solano Rodríguez  
Steve Pye  
Adrien Vogt-Schilb

Banco Interamericano de Desarrollo  
Sector de Cambio Climático y Desarrollo Sostenible

Febrero 2022

# Falsas expectativas: reservas de gas natural varadas y sus ingresos fiscales asociados en América Latina y el Caribe

Dan Welsby  
Baltazar Solano Rodríguez  
Steve Pye  
Adrien Vogt-Schilb

**Catalogación en la fuente proporcionada por la  
Biblioteca Felipe Herrera del  
Banco Interamericano de Desarrollo**

Falsas expectativas: reservas de gas natural varadas y sus ingresos fiscales asociados en América Latina y el Caribe / Dan Welsby, Baltazar Solano Rodríguez, Steve Pye, Adrien Vogt-Schilb.

p. cm. — (Documento de trabajo del BID ; 1197)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Natural gas-Taxation-Latin America. 2. Natural gas-Taxation-Caribbean Area. 3. Revenue-Latin America. 4. Revenue-Caribbean Area. 5. Climatic changes-Government policy-Latin America. 6. Climatic changes-Government policy-Caribbean Area. I. Welsby, Dan. II. Solano Rodríguez, Baltazar. III. Pye, Steve. IV. Vogt-Schilb, Adrien. V. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Cambio Climático. VI. Serie.

IDB-WP-1197.

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2022 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND)

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Después de un proceso de revisión por pares, y con el consentimiento previo y por escrito del BID, una versión revisada de esta obra podrá reproducirse en cualquier revista académica, incluyendo aquellas referenciadas por la Asociación Americana de Economía a través de EconLit, siempre y cuando se otorgue el reconocimiento respectivo al BID, y el autor o autores no obtengan ingresos de la publicación. Por lo tanto, la restricción a obtener ingresos de dicha publicación sólo se extenderá al autor o autores de la publicación. Con respecto a dicha restricción, en caso de cualquier inconsistencia entre la licencia Creative Commons IGO

3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas y estas declaraciones, prevalecerán estas últimas. Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Dan Welsby ([daniel.welsby.14@ucl.ac.uk](mailto:daniel.welsby.14@ucl.ac.uk)), Baltazar Solano Rodríguez ([b.solano@ucl.ac.uk](mailto:b.solano@ucl.ac.uk)), Steve Pye ([s.pye@ucl.ac.uk](mailto:s.pye@ucl.ac.uk)), Adrien Vogt-Schilb ([avogtschilb@iadb.org](mailto:avogtschilb@iadb.org)).

# Falsas expectativas: reservas de gas natural varadas y sus ingresos fiscales asociados en América Latina y el Caribe

Dan Welsby, Baltazar Solano Rodríguez, Steve Pye, Adrien Vogt-Schilb<sup>1</sup>

## Resumen

La transición energética mundial a bajas emisiones de carbono impulsada por el cambio tecnológico y los planes de los gobiernos para cumplir con el Acuerdo de París crea incertidumbre con respecto a la futura demanda de gas, sus precios y los ingresos públicos asociados. Evaluamos las perspectivas de la producción de gas natural y los ingresos públicos procedentes de regalías y de los impuestos sobre la producción de gas en América Latina y el Caribe bajo diferentes niveles de ambición climática global. Nuestros datos de demanda se derivan de un modelo del sistema energético global, y los de oferta de un modelo global de campos de gas natural y de un modelo global de yacimientos de petróleo (para el gas asociado).

Encontramos que la producción de gas natural y los ingresos públicos asociados se ven fuertemente afectados por los esfuerzos de descarbonización. Cuanto más estricta sea la ambición climática global, menor será la producción de gas natural. Exportar gas natural de América Latina y el Caribe no ayuda al resto del mundo a reducir las emisiones de gas de efecto invernadero. En los escenarios coherentes con limitar el calentamiento global muy por debajo de 2 °C, los productores existentes y el gas natural asociado al petróleo dominan la producción, lo que limita drásticamente las oportunidades de nueva producción de gas en la región y aumenta la cantidad de gas que queda en el suelo. La reducción de la demanda de gas producido en América Latina y el Caribe se debe principalmente a la disminución de la demanda en la propia región, ya que la demanda de energía en los edificios, la industria y el transporte se desplaza hacia la electricidad producida a partir de fuentes de cero emisiones.

Los ingresos públicos acumulados derivados de la extracción de gas natural hasta 2035 oscilan entre USD 42 mil millones y USD 200 mil millones. El extremo inferior de la gama refleja escenarios coherentes con un calentamiento por debajo de 2 °C. En este caso, hasta el 50% de las reservas probadas, probables y posibles (3P) de la región (excluyendo a Venezuela) se mantienen *no extraíbles*;<sup>2</sup> el documento ofrece estimaciones por países. Nuestras conclusiones confirman que si los gobiernos quieren alcanzar las metas del Acuerdo de París no pueden depender de los ingresos de la extracción de gas. En lugar de ello, necesitan diversificar su estrategia fiscal y de exportaciones para no depender de la producción de hidrocarburos. En términos más generales, los objetivos climáticos, las políticas energéticas y las estrategias fiscales deben ser coherentes.

## 1. Introducción

El gas natural desempeña un papel importante en América Latina y el Caribe. Representó el 25% del consumo de energía primaria en 2019 (BP, 2021). Los principales productores de la región son Argentina, México, Brasil, Bolivia, Trinidad y Tobago y Venezuela. Por un lado, Venezuela posee cerca del 70% de las reservas probadas de gas de la región, mientras que Argentina tiene enormes recursos no convencionales, en particular el campo de esquisto Vaca Muerta. El gas natural también tiene un impacto económico, aunque mucho menor que el del petróleo. En Bolivia y Trinidad y Tobago, las rentas del gas natural, medidas como la diferencia entre el valor y los costos de la producción

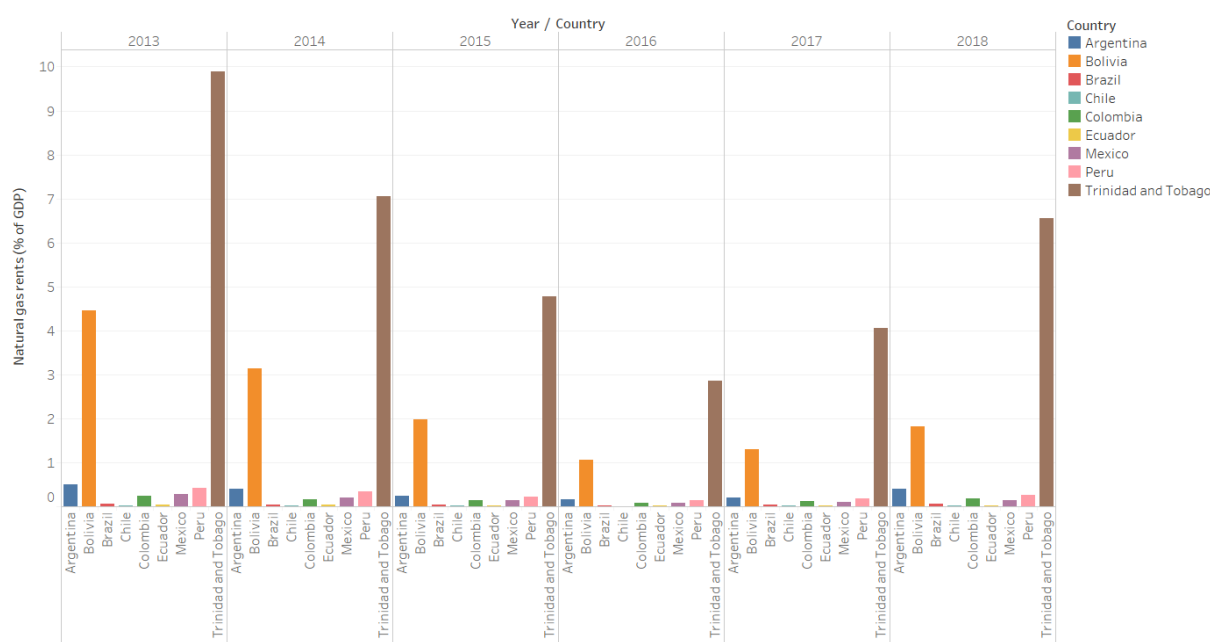
---

<sup>1</sup> Direcciones de correo electrónico: [daniel.welsby.14@ucl.ac.uk](mailto:daniel.welsby.14@ucl.ac.uk), [b.solano@ucl.ac.uk](mailto:b.solano@ucl.ac.uk), [s.pye@ucl.ac.uk](mailto:s.pye@ucl.ac.uk) y [avogtschilb@iadb.org](mailto:avogtschilb@iadb.org)

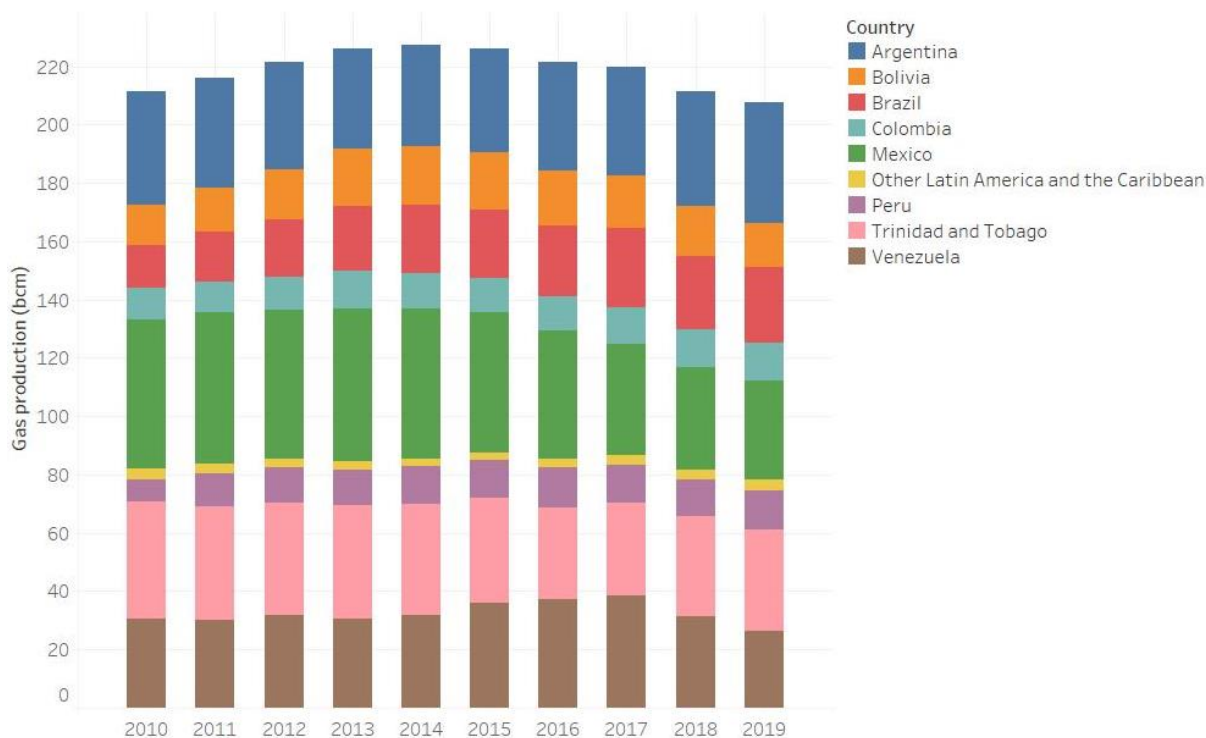
<sup>2</sup> La literatura en inglés usa la palabra “*unburnable*”, que podría traducirse como “*inquemable*” para hacer referencia a estas reservas de hidrocarburos que quedan sin explotarse en escenarios de reducción drástica de emisiones de gases de efecto invernadero. En este documento elegimos traducir este término como “no extraíbles”.

doméstica y los precios mundiales, representan varios puntos del PIB (gráfico 1). En Trinidad y Tobago, el gas también proporciona varios puntos del PIB en ingresos fiscales al gobierno (OECD et al., 2020).

La transición energética mundial, impulsada por las metas del Acuerdo de París y por el cambio tecnológico, crea incertidumbre con respecto a la futura demanda de gas, y por consiguiente a los precios. Desde hace muchos años se ha considerado el gas natural como un combustible puente potencial hacia un sistema de energía con cero emisiones netas, ya que emite menos dióxido de carbono durante la combustión que el carbón, el cual históricamente ha sido la fuente dominante en la producción de electricidad a nivel mundial (Kerr, 2010; Brown et al., 2009). Pero investigaciones recientes han demostrado que: (1) la ampliación del suministro de gas natural puede retrasar la descarbonización (Davis et al., 2014; González-Mahecha et al., 2019); (2) los beneficios climáticos del gas dependen de las tasas de fuga de metano, las cuales se suelen subestimar (Howarth, 2014; Brandt et al., 2014; Shearer et al, 2020) y (3) el papel del gas natural como puente hacia un sistema energético con bajas emisiones de carbono está sujeto a la sustitución de los combustibles fósiles más contaminantes y a la disponibilidad de tecnologías como la captura y el almacenamiento de carbono (McGlade et al., 2014).



**Gráfico 1. Rentas derivadas del gas natural (% del PIB) en América Latina y el Caribe (World Bank, 2020)**



**Gráfico 2. Producción de gas natural (miles de millones de metros cúbicos) por regiones en América Latina y el Caribe (BP, 2020)**

En los últimos años, las energías renovables se han convertido en la fuente de energía más barata y de mayor crecimiento en el mundo (IEA, 2021a). Además, los formuladores de políticas públicas se centran cada vez más en los objetivos de cero emisiones netas para 2050 (BID y DDPLAC, 2019; IEA, 2021b). Esto pone en tela de juicio la idea de la necesidad de cualquier puente hacia las energías renovables (McGlade et al 2018). Además, las reservas de combustibles fósiles se consideran cada vez más como activos expuestos al *riesgo de la transición*, lo que significa que podrían volverse *no extraíbles* o quedar *varadas* durante la transición energética (McGlade and Ekins, 2015, Delgado et al, 2021). Se ha señalado que los planes o las proyecciones de producción de los gobiernos no son coherentes con sus propios objetivos de reducción de emisiones en virtud del Acuerdo de París (SEI et al, 2021), y ahora abundan los llamamientos para que los ministerios de finanzas de los países dependientes de los combustibles fósiles prevean este riesgo y tomen medidas para gestionarlo (Delgado et al, 2021; Solano-Rodríguez et al., 2021, Coffin et al, 2021).

En el caso de América Latina y el Caribe, un problema adicional es que la competencia del extranjero pone en riesgo la producción interna de gas natural. La región posee menos del 5% de las reservas mundiales y solo representa el 7% de la producción (OLADE, 2019). Antes de la COVID, un aumento tanto de la actividad industrial como de la competencia de los productores estadounidenses había generado un incremento de las importaciones, específicamente en México. Esto causó una disminución de la producción agregada de gas en la región entre 2014 y 2019 (gráfico 2).

Este estudio evalúa las perspectivas de la producción de gas natural y de los ingresos asociados en América Latina y el Caribe bajo los regímenes climáticos emergentes durante la próxima década. Por otra parte, complementa un estudio anterior en el que se evaluaron las perspectivas de la producción de *petróleo* y los ingresos asociados en la región, y que reveló el riesgo en que se encuentran más de dos tercios de las reservas de petróleo y varios billones de dólares de regalías del petróleo en la región (Solano-Rodríguez et al., 2021). Utilizamos un marco analítico de toma de decisiones robustas para explorar una amplia gama de futuros escenarios de transición energética.

Combinamos tres modelos para cuantificar las incertidumbres en torno a la producción futura y a los ingresos públicos derivados del gas natural. En primer lugar, obtuvimos la demanda futura de gas natural del Modelo de Evaluación Integrada TIMES en University College London (TIAM-UCL) para lo cual exploramos diferentes niveles de impulsores de la demanda de servicios energéticos socioeconómicos y diferentes niveles de política climática a nivel mundial. Por otro lado, utilizamos el modelo *bottom-up*<sup>3</sup> geológico-económico de yacimientos de petróleo (BUEGO: Bottom-Up Geological and Economic Oil) para informar sobre la producción de gas natural asociado (gas coproducido con petróleo) a nivel de país. Y, por último, mediante el modelo de producción, comercialización y precios del gas a nivel mundial (GAPTAP: Global GAs Production, Trade and Annual Pricing) (Welsby, 2019, de próxima publicación), que es un nuevo modelo geológico-económico de los recursos mundiales de gas natural a nivel de campo, determinamos la cantidad que puede producirse a nivel de país y la evolución de los precios del gas.

Simulamos varios escenarios de producción y demanda energética mundial. Combinamos supuestos sobre los futuros impulsores de la demanda de energía a nivel mundial (a partir de la ruta socioeconómica compartida) con presupuestos de carbono diseñados para representar políticas climáticas coherentes con las actuales NDC, que se sabe que son incompatibles con el logro de los objetivos de temperatura a largo plazo del Acuerdo de París (Binsted et al., 2019; Olhoff et al., 2020; Bataille et al., 2020), un objetivo de calentamiento de 2 °C, un objetivo de 1,75 °C, o ninguna política climática. También exploramos el impacto de disminuir o aumentar las tasas de recaudación al 50% o al 150% de los valores actuales.

Cuantificamos los efectos de las incertidumbres mencionadas anteriormente sobre la producción de gas natural, el porcentaje de reservas probadas, probables y posibles (3P) de la región que permanecen bajo tierra, y los ingresos totales gubernamentales asociados con la producción de gas natural. Nos centramos en Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, México, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela, que representan más del 98% de las reservas y la producción de la región.

Observamos que el nivel de producción de gas en América Latina y el Caribe depende principalmente de los niveles de demanda y de la ambición asociada a los esfuerzos de mitigación climática. En los escenarios muy por debajo de 2 °C, la producción de gas alcanza 4-6 exajulios en 2035, frente a los 9-13 EJ de los escenarios de referencia (que alcanzan 3 °C o más). En nuestros escenarios de referencia y de NDC, la demanda de gas en la región aumenta hasta un 14-72% por encima de los niveles de 2018 en 2035. En cambio, en los escenarios que logran un calentamiento global por debajo de 2 °C, la demanda de gas disminuye hasta un 32-45% por debajo de los niveles de 2018. El gas natural se elimina rápidamente de la matriz de generación energética, y para 2035 la demanda de gas está dominada por los sectores de transporte e industria.

También observamos que el 70% de las reservas probadas, probables y posibles (3P) en América Latina y el Caribe se mantienen no extraíbles debido a la reducción de la demanda asociada con el alto nivel de ambición climática. Al retirar a Venezuela de la muestra, las reservas no extraíbles de gas natural en el resto de la región oscilan entre el 39% y el 50%. Encontramos importantes volúmenes de reservas no extraíbles de gas entre los principales productores: Argentina (34-37%), Brasil (15-30%), Venezuela (89%), México (69-72%). Trinidad y Tobago (6-8% reservas no extraíbles) es un caso interesante en el que la producción se mantiene relativamente estática en todos los escenarios, debido a la disminución de la producción en los campos maduros en alta mar y, mientras continúan las exportaciones de GNL, el país lucha por competir con los productores más grandes (Qatar, Estados Unidos, Nigeria, Australia).

---

<sup>3</sup> “Bottom-up” quiere decir “de abajo hacia arriba” en inglés. En modelación se usa para describir modelos que empiezan por una descripción del sistema técnico del cual emergen variables macroeconómicas, en contraste con los modelos *top-down* que empiezan por las variables macroeconómicas.



Las exportaciones de GNL de Trinidad y Tobago tienen en gran medida el mismo destino que los flujos comerciales actuales: Europa y al interior de América Latina y el Caribe.

Estimamos que los ingresos fiscales acumulados derivados de la extracción de gas natural en la región oscilan entre USD 42.000 millones y USD 200.000 millones en el período 2017-2035. El extremo inferior de la gama refleja los casos muy por debajo de 2 °C. Mientras que algunos países podrían esperar ver un aumento de los ingresos del gas natural en los escenarios en los que se ignoran el cambio climático y la transición energética, los ingresos públicos procedentes del gas natural están destinados a disminuir en los escenarios coherentes con los objetivos de 2 °C o por debajo de 2 °C.

Los esfuerzos de los gobiernos para, por una parte, maximizar los ingresos derivados de la producción de gas y, por la otra, incentivar la inversión en el sector mediante la reducción de las tasas impositivas tienen un efecto limitado. De hecho, la mayor parte de la producción de América Latina y el Caribe se consume dentro de la región. La mayoría de los productores regionales no son competitivos frente a los grandes exportadores mundiales, como Qatar en los mercados de GNL. Como resultado, no encontramos que la producción de gas natural en la región pueda ayudar a reducir las emisiones en el resto del mundo (por ejemplo, desplazando el carbón). En los escenarios coherentes con un calentamiento de 2 °C o por debajo de 2 °C, la reducción de la demanda de gas natural es el motor dominante tanto de la disminución de la producción como de los ingresos públicos. Los productores existentes y el gas asociado dominan el panorama de la producción, dejando poca flexibilidad para cualquier redistribución de la producción entre países.

Nuestras conclusiones confirman que los países necesitan diversificar sus ingresos y su estrategia energética para no depender de la producción de gas (Coffin et al, 2021; SEI et al, 2021). En su lugar, las inversiones deberían centrarse en el desarrollo de la capacidad de generación de energía con cero emisiones de carbono, como la eólica, la solar y la hidráulica, y en el uso de la electricidad para sustituir los combustibles fósiles en los sectores de transporte, construcción e industria. Por ejemplo, en nuestros escenarios que logran un aumento de la temperatura por debajo de 2 °C, la generación de electricidad alcanza los 4704-8160 TWh en 2050, lo que supone multiplicar por dos o por cuatro la generación actual, de la que el 88-96% procede de la energía solar, eólica o hidráulica. Las energías eólica y solar representan por sí solas el 76% de la matriz de generación en nuestros escenarios por debajo de 2 °C para el 2050.

Nuestro documento tiene varias limitaciones. Por ejemplo, en el TIAM-UCL se representa a América Central y América del Sur como a una sola región y se simplifican las heterogeneidades entre los distintos potenciales de despliegue y los sistemas energéticos a nivel de país. Además, nuestros escenarios coherentes con un calentamiento muy por debajo de 2 °C se centran en un calentamiento de 1,75 °C, mientras que muchos políticos actualmente utilizan como su objetivo preferido 1,5 °C, o cero emisiones netas para el 2050. Dichas limitaciones podrían ser solventadas por estudios a nivel de país, desarrollados en colaboración con los ministerios locales de energía y finanzas, por ejemplo, con los métodos, expuestos a continuación, que Huxham et al (2019, 2020) utilizan en Sudáfrica y Uganda.

Pese a dichas limitaciones, este documento muestra la necesidad de abandonar la producción de gas natural, descarbonizar el sistema eléctrico y facilitar la electrificación de los servicios energéticos. El resto del documento está estructurado de la siguiente manera: En la Sección 2 se presentan los métodos. En la Sección 3 se presentan nuestros resultados. En la sección 4 se presentan las conclusiones.

## 2. Métodos

### Enfoque de evaluación de escenarios

Utilizamos el método Robust Decision Making (toma de decisiones robustas) (Lempert, 2003) para explorar las implicaciones de la incertidumbre en la producción de gas y en los ingresos asociados de América Latina y el Caribe a 2035. Este método analítico utiliza datos y modelos para poner a prueba las estrategias propuestas frente a una amplia gama de futuros plausibles. Evaluamos grupos de estados futuros del mundo buscando comprender los puntos fuertes y los puntos débiles de las diferentes estrategias. Este enfoque basado en escenarios utiliza el marco XLRM sugerido por Lempert (2003) para guiar la participación de las partes interesadas y organizar datos, supuestos y modelos pertinentes, de la siguiente manera:

**Medidas de desempeño (M).** A fin de evaluar si posibles estados futuros del mundo alcanzan los objetivos de los tomadores de decisiones, cuantificamos la producción de gas y los consiguientes ingresos fiscales, generados para los presupuestos públicos, de todos los principales países productores de gas en la región. Además, evaluamos la fracción de reservas que quedan sin utilizar hasta 2035.

**Estrategias de gestión (L).** Son las decisiones que los productores de gas pueden tomar para influir en las métricas. En nuestro caso, las tasas fiscales son una decisión que los productores pueden tomar para influir en los resultados. Modelamos el impacto de reducir a la mitad o aumentar el 50% a las actuales tasas de recaudación (50-150% de las tasas actuales).

**Incertidumbres exógenas (X).** Estas incluyen las principales incertidumbres que afectan a los mercados mundiales del gas, entre las que se encuentran: el crecimiento económico, las políticas climáticas, los cambios demográficos y el papel del gas en la transición hacia bajas emisiones de carbono. Todo esto se refleja en la evolución de la demanda mundial de gas en las próximas dos décadas. En este estudio utilizamos las trayectorias de la demanda mundial de gas resultantes de una serie de escenarios modelados mediante el TIAM-UCL que son coherentes con un aumento de la temperatura en 2100 que llevan a 2,9-3,8 °C (referencia), 2,75-2,9 °C (NDC), 1,85 °C (2 °C) y 1,75 °C (por debajo de 2 °C). También ejecutamos un análisis de sensibilidad individual sobre los costos de explotación de los campos de gas natural, utilizando el modelo de producción, comercialización y precios del gas a nivel mundial (Global GAs Production, Trade and Annual Pricing [GAPTAP])(Welsby, s.f.). A fin de evaluar e intentar cuantificar las incertidumbres tanto de la producción futura como de los ingresos públicos derivados de la extracción de gas natural en América Latina, combinamos la incertidumbre de los costos de explotación de campo con las estrategias de gestión (dos de los principales impulsores de las decisiones de explotación de campo).

**Relaciones (R).** Utilizamos el modelo GAPTAP, descrito en detalle más adelante, para cuantificar las implicaciones de las incertidumbres y las intervenciones políticas en nuestras métricas.

### El marco de modelización

Utilizamos el nuevo modelo GAPTAP (Welsby, 2019) para explorar las incertidumbres que rodean los futuros ingresos públicos y las reservas no extraíbles de gas en América Latina y el Caribe. El GAPTAP es un nuevo modelo geológico-económico de los recursos mundiales de gas natural a nivel de campo que determina cuánto se puede producir y a qué costo. Este novedoso modelo se centra en la dinámica de la cadena de suministro de gas natural en las fases previas (exploración y producción) y medias (procesamiento, almacenamiento y transporte), teniendo en cuenta la incertidumbre futura en los mercados de gas natural: la demanda, los niveles y mecanismos de formación de precios, los volúmenes de comercio, los costos de infraestructura y la competencia entre combustibles (los

detalles se exponen en la siguiente sección). Debido a que el modelo GAPTAP ha sido construido por Welsby (de próxima publicación) sin una base de datos industrial, el modelo se centra necesariamente en los grandes productores y faltan algunos campos de los pequeños países productores. Aquí presentamos los resultados de los mayores productores en América Latina y el Caribe, a saber: Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, México, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela. Dado que estos países representan más del 98% de la producción actual y el 99% de las reservas, constituyen la gran mayoría de la producción de gas tanto actual como proyectada para el futuro en América Latina y el Caribe.

Los porcentajes de demanda regional de la demanda mundial de gas natural se toman bajo diferentes escenarios del modelo de sistemas energéticos TIAM-UCL (Modelo de Evaluación Integrada TIMES en University College London), según se describe en Pye et al. (2020a). TIAM-UCL (Pye et al., 2020b) es un modelo de optimización lineal ascendente de 16 regiones del sistema energético mundial. Representa la producción de recursos energéticos, hasta su conversión en otros productos y su utilización en sectores de uso final. Hay un total de ocho fuentes de gas convencional y no convencional contenidas en el modelo TIAM-UCL a saber: reservas probadas y probables existentes, crecimiento de reservas, gas no descubierto, gas del ártico, gas compacto, gas metano de carbón, gas de esquisto y gas asociado. Cada recurso de gas tiene una disponibilidad y un costo de producción individuales dentro de cada región. La producción de gas natural asociado también se toma del TIAM-UCL, teniendo en cuenta las nuevas inversiones en capacidad de extracción y procesamiento (Welsby, de próxima publicación). Un aspecto clave del GAPTAP y del TIAM-UCL es la coherencia del enlace simbólico entre los dos modelos: las bases de datos ascendentes construidas como parte del desarrollo del GAPTAP se utilizaron para generar las curvas de costos de suministro de gas natural en el TIAM-UCL, y por lo tanto el TIAM-UCL tiene una representación tecno-económica detallada de los impulsores de los costos de suministro de los campos de gas natural (Welsby, de próxima publicación).

#### Mecanismo de modelación GAPTAP

El modelo GAPTAP consta de tres módulos básicos que determinan el tipo de suministro: 1) contratos a largo plazo con cláusulas de indización, si corresponde, 2) producción doméstica y 3) mercado al contado. Como referencia, los apéndices 1 y 2 ofrecen un desglose y una descripción detallados de la formulación matemática del GAPTAP (Welsby, de próxima publicación), incluyendo la derivación de indicadores de precios e ingresos fiscales para cada módulo.

1. El módulo de contratos a largo plazo se ejecuta para satisfacer la cantidad mínima contratada para los contratos a largo plazo de cada exportador hacia cada región importadora; los volúmenes de los contratos a largo plazo se determinan de forma exógena basándose en las cantidades anuales contratadas o en la media histórica del comercio bilateral de gas durante cinco años. Estos volúmenes luego se extienden durante el plazo del contrato de gas natural y se suman a través de los países importadores de cada región y se restan de la demanda de consumo regional total; se supone que las regiones importadoras son aceptadoras de precios (es decir, tienen que aceptar la cantidad mínima contratada independientemente del precio). Una extensión del modelo tiene en cuenta las incertidumbres sobre las futuras cantidades anuales contratadas en los contratos de gas existentes, lo que implica variar la demanda de los volúmenes contratados por encima de la cantidad mínima contratada. Además, el modelo también puede decidir prorrogar los contratos de gas sobre una base anual renovable si estos son competitivos frente a un precio indicado para los volúmenes disponibles al contado.
2. El módulo de producción doméstica divide a las regiones productoras en importadoras netas y exportadoras netas. La producción regional del TIAM-UCL se divide por el consumo regional para indicar si una región es una importadora neta (la producción dividida por el consumo es

inferior a 1) o una exportadora neta (la producción dividida por el consumo es superior a 1). Por ejemplo, si una región produce más de lo que consume, la demanda regional tomada del TIAM-UCL (neto de cualquier contrato a largo plazo) se satisface con los campos de esa región. Por el contrario, si una región es importadora neta, entonces el GAPTAP pone en marcha campos individuales hasta un máximo de la producción regional sugerida por el TIAM-UCL (es decir, el TIAM proporciona una indicación del tope máximo de la producción local, y el GAPTAP determina qué países de la región producen). El módulo determina la proporción de la demanda regional que debe proceder de los campos de gas natural de esa región y, por lo tanto, refleja la decisión política de explotar determinados campos, incluso a un costo más elevado. Esto incluye las decisiones de explotación de campos motivadas más por la seguridad energética y la diversificación de suministro, que por la importación de gas a precios potencialmente más bajos.

El módulo también garantiza que se tenga en cuenta la producción de cada uno de los países para garantizar que un país no represente en exceso o en defecto su parte de la producción regional. Además, los mecanismos de formación de precios internos que se tienen en cuenta son los regímenes fiscales y los posibles subsidios a la producción. Para este estudio, se eliminó de la ecuación del valor actual neto cualquier subsidio por el lado de la demanda, por lo que el precio de equilibrio de cada campo es independiente de cualquier posible intervención gubernamental para reducir artificialmente los precios. El módulo doméstico también incorpora, en el algoritmo que ecualiza el suministro con la demanda, una función que elige qué campos explotar con base en el precio actual, en los precios de los años precedentes, y en la capacidad de producción residual en esa región. En las regiones con un suministro de gas relativamente escaso, dicha función se usa relativamente poco.

3. Una vez que se han ejecutado los módulos iniciales de contrato a largo plazo y doméstico, la demanda residual se cubre con los módulos de comercio adicional. En primer lugar, cualquier volumen residual de gas natural disponible de los contratos a largo plazo (es decir, la diferencia entre los volúmenes máximos y los volúmenes mínimos contratados) compite con un precio comercial al contado indicado<sup>4</sup>, y si es competitivo, se comercializan volúmenes adicionales de gas contratado. El comercio de gas natural está limitado por una matriz comercial subyacente (es decir, por restricciones comerciales bilaterales basadas en la distancia, los patrones históricos y los factores geopolíticos), y los proveedores compiten en función de los costos competitivos y del precio de gas vigente (una vez que se han cumplido los contratos a largo plazo y se ha tenido en cuenta la producción de los campos nacionales) tanto en la región importadora como en la exportadora. El módulo de mercado al contado permite que el modelo refleje diferentes estructuras de mercado y mecanismos de formación de precios.

### Contratos a largo plazo

El GAPTAP tiene contratos a largo plazo, con precios vinculados a los precios del petróleo cada año. Cada contrato tiene una cantidad mínima supuesta que debe ser aceptada por un país importador. Los contratos se ejecutan hasta su fecha de finalización, pero pueden prorrogarse sucesivamente en función del precio de producción contratado generado por el modelo, y del precio competitivo de la

---

<sup>4</sup> Dependiendo de la estructura de mercado en los países exportadores, este precio comercial al contado indicado es el precio ponderado de campos específicos que son "solo de exportación" (por ejemplo, los campos rusos de GNL), o el precio al que los exportadores de GNL pueden comprar el gas natural en los centros de venta y luego exportarlo (por ejemplo, Estados Unidos y Canadá).

oferta al contado. Por lo tanto, las cláusulas de "compra garantizada", que fueron la base de la mayoría de los principales contratos bilaterales de comercio de gas en América Latina y el Caribe, están representadas en el modelo, exigiendo a los importadores que acepten una determinada cantidad de gas independientemente de las alternativas. Sin embargo, una vez que estos contratos se vencen, el GAPTAP puede seguir generando volúmenes más en función a una variabilidad del mercado al contado a corto plazo. Esto puede verse en algunos de los escenarios explorados a continuación, donde los contratos de gas de Bolivia con Argentina y Brasil se vencen, pero los volúmenes de gas boliviano por gasoducto entran y salen de la matriz energética en función del escenario vigente (y de las combinaciones de diferentes costos de campo e impuestos descritos más adelante).

Para América Latina y el Caribe, un ejemplo de contrato a largo plazo en el GAPTAP es entre Brasil y Bolivia, donde el supuesto inicial en torno a la cantidad mínima contratada era de 350 PJ al año. Sin embargo, los contratos de exportación de Bolivia tanto con Brasil como con Argentina expiraban a finales de 2019/2020, y las exportaciones bolivianas disminuyeron considerablemente. No obstante, hay una función incorporada en el modelo que permite las exportaciones de Bolivia de forma continua hasta la antigua cantidad mínima contratada, si es competitiva (como se ha descrito anteriormente)

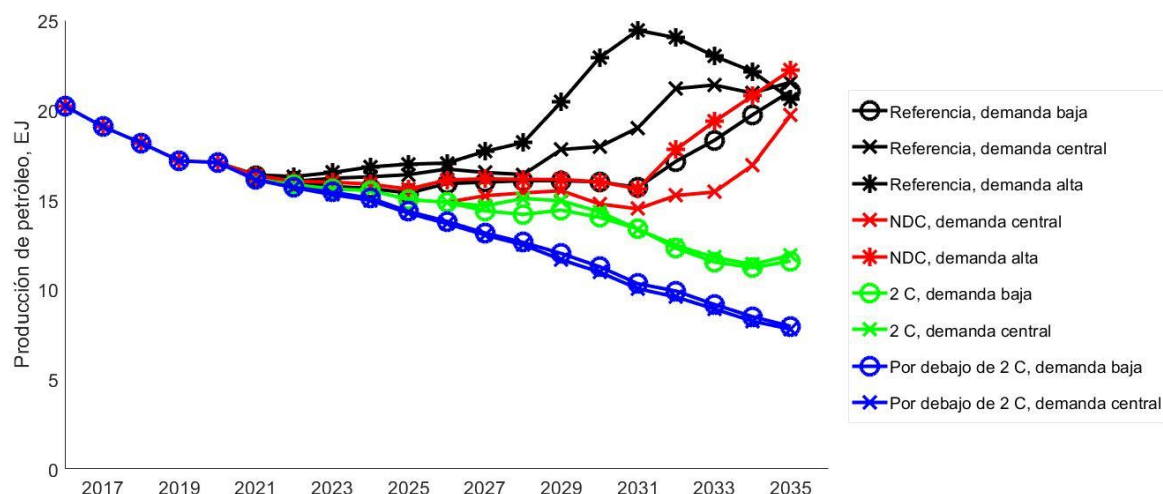
Aunque las franjas de tiempo anuales del GAPTAP no tienen en cuenta algunos de los elementos más complicados de los contratos de compra garantizada de gas, que pueden incluir cláusulas de aceptación que permiten variaciones mensuales de la demanda, sí representan el elemento principal de la compra garantizada en el sentido de que el importador tiene que aceptar una cantidad mínima de gas durante el período de vigencia del contrato, sin tener en cuenta las importaciones de GNL ni la producción interna potencialmente más barata.

#### Coproducción de gas y petróleo

La producción de gas en algunos países de América Latina y el Caribe está dominada por el gas natural asociado, que representa el 74% de la producción total de gas en México y el 79% en Brasil. La producción de Venezuela también está dominada por el gas asociado al petróleo, aunque recientemente se han explotado campos de gas no asociado en alta mar (por ejemplo, el campo de gas Perla).

En este estudio, los niveles potenciales de producción de gas asociado se toman de cada escenario del TIAM-UCL. El TIAM-UCL elige si explotar el gas asociado en función de una serie de parámetros que incluyen las limitaciones climáticas, la capacidad existente, la demanda y la disponibilidad de alternativas más baratas (se trata de un modelo de optimización). Si se produce gas asociado y se requiere capacidad adicional (extracción y procesamiento), el modelo tendrá que construir esta capacidad. Si el gas asociado no se "explota", se quema o se deja sin utilizar (esto supone una reinyección que el modelo no permite considerar).

El estudio sobre petróleo no extraíble (Solano-Rodríguez et al., 2021), llevado a cabo recientemente, ha sido la base para realizar nuestra modelización de la producción de petróleo a nivel de país para América Latina y el Caribe. Al usar el modelo BUEGO hemos generado una perspectiva para los productores de petróleo de la región bajo una serie de distintos escenarios de clima-demanda (que se analizan en la siguiente sección). Estas rutas de producción de petróleo se han utilizado para estimar el porcentaje de gas asociado producido por los países en cada escenario. La cuota de cada país se aplicó a la producción regional agregada de gas asociado del TIAM-UCL (véase el gráfico 8 en la sección 3). La representación de gas asociado en el TIAM-UCL se ha mejorado notablemente gracias a Welsby (de próxima publicación).



**Gráfico 3. Producción de petróleo en América Latina y el Caribe (EJ)**

BUEGO es un modelo a mediano plazo que incorpora las características geológicas y económicas del petróleo (McGlade, 2013). Las características incluyen los niveles de reserva, las tasas de agotamiento, el potencial de aumento de la capacidad, las profundidades del agua y los costos de capital y explotación de más de 7.000 yacimientos petrolíferos en producción, descubiertos y no descubiertos, pero no explotados en todo el mundo. Además, se representa el régimen fiscal del país en el que se encuentra el yacimiento. Para una demanda mundial de petróleo de carácter exógeno, el modelo simula la capacidad de producción necesaria para satisfacer el nivel de producción de cada año futuro de manera iterativa. Esto se modela aumentando el precio mundial hasta que se utilice la suficiente capacidad de producción existente y se invierta en nueva capacidad, basándose en la economía de diferentes proyectos a nivel de yacimientos (incluyendo el régimen fiscal). El gráfico 3 muestra las rutas de producción de petróleo de la región de América Latina y el Caribe en una serie de escenarios que se analizan con más detalle en la siguiente sección.

#### Gasoductos y otras infraestructuras de distribución

El GAPTAP tiene en cuenta la infraestructura del gas que se comercializa internacionalmente de las siguientes maneras:

- Tanto los gasoductos existentes como aquellos en construcción se tienen en cuenta en el modelo; los gasoductos en construcción tienen una cifra aparte de gasto de capital (CAPEX) que debe pagarse durante (actualmente) diez años incluyendo la preproducción
- La infraestructura de GNL (existente) se incluye con un costo de inversión unitario incluido en los costos comerciales. El costo de inversión unitario se calcula utilizando el CAPEX<sup>5</sup> específico del proyecto dividido por un supuesto potencial de producción durante un periodo de 20 años. También se incluyen las tasas de descuento específicas del proyecto. Para el comercio de GNL, si no se utilizó un costo de inversión unitario y en su lugar se utilizó una cifra directa de CAPEX, como en el caso de los gasoductos, entonces no es posible prorratear el CAPEX a determinados

<sup>5</sup> El CAPEX se calcula incluyendo un costo de capital supuesto, elevado por el número de años en que se supone que se amortizan los gastos de capital (el estándar supuesto es de cinco años [McGlade, 2013]), y se divide por la capacidad de la planta/el tren de GNL suponiendo una producción de 20 años. Evidentemente, se trata de simplificaciones, ya que una planta de licuefacción suele durar más de 20 años; sin embargo, este periodo a plena capacidad se considera suficiente para cubrir a) que es poco probable que funcione a plena capacidad, y b) que es posible que durante algunos años la producción esté por debajo o muy por debajo de su capacidad. Por lo tanto:  $(CAPEX * Costo de Capital^5) / (Capacidad * 20)$

importadores en el precio del contrato (a saber, qué parte del CAPEX se refleja en el precio del contrato para comerciar con los distintos países).

- El modelo también puede invertir en nuevas infraestructuras de GNL teniendo en cuenta las siguientes limitaciones:
  - Suficiente potencial de suministro
  - Demanda residual en las regiones importadoras
  - Precios de oferta al contado que compiten entre los exportadores y el precio vigente en la región importadora

#### Costos de suministro a nivel de campo

En la actualidad, se aplica un costo único de suministro a cada campo que incluye los gastos de capital (CAPEX) y los gastos de explotación (OPEX). Esto se debe a las limitaciones de datos ya que se cuenta con muy poca información pública sobre los costos de los distintos campos de gas, lo que no hizo posible separar CAPEX y OPEX en parámetros de costos individuales. Por ello se decidió revisar las publicaciones para recopilar información sobre una serie de datos de costos de los campos de gas, los cuales, en muchos casos, ya estaban en un formato combinado de "costos de suministro". A continuación, se aplicó un modelo de regresión a los principales impulsores de estos costos de campo, con el fin de aplicar los costos a los campos de los que no se disponía de datos o que aún no se han explotado. De este modo, los costos de los campos no explotados se basan en impulsores estadísticamente significativos. Además, en esta cifra de costo único de suministro se incorporan los supuestos de costo de capital. El modelo incluye costos de campo dinámicos para los campos convencionales de gas no asociado en alta mar, derivados de un análisis del modelo de regresión lineal de los impulsores estadísticamente significativos de los costos de explotación de los campos de gas (Welsby, de próxima publicación).

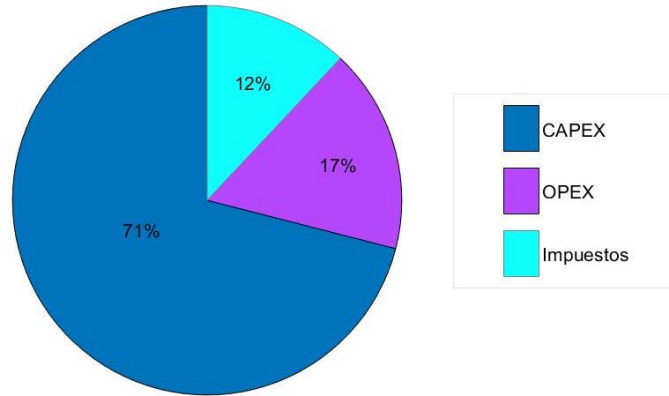
Los campos se explotan sobre la base de un precio de equilibrio estimado a lo largo de la vida del campo. En términos anuales, esto significa que el precio de producción requerido para obtener un valor actual neto positivo cambiará y será más alto durante los primeros años a medida que se pague el CAPEX y luego será más bajo ya que solo quedará pendiente el pago del OPEX. Sin embargo, el productor no necesariamente recibirá este precio más alto (es decir, esperará que un determinado precio cubra los costos a lo largo de la vida del campo), por lo que se utiliza un precio único por campo para cubrir el valor actual neto a lo largo de la vida del proyecto y no año por año.

El algoritmo de compensación del mercado para cada módulo del GAPTAP permite obtener el precio que pone en equilibrio la oferta requerida y un subconjunto de la demanda regional general. A medida que el precio itera hacia arriba, el modelo puede elegir explotar (o no explotar) un campo basándose en la indicación del precio marginal del año anterior.

En el cuadro 1 se muestran algunas indicaciones de la composición de los costos de campo para algunos campos de gas en América Latina y el Caribe, mientras en el gráfico 4 se muestra un ejemplo de la estructura de costos del campo de gas Margarita en Bolivia.

**Cuadro 1. CAPEX indicativo para los campos seleccionados como porcentaje de los costos totales**

<b>Campo (país)</b>	<b>% de costos del CAPEX</b>
<b>Margarita (Bolivia – terrestre)</b>	71
<b>Perla (Venezuela – en alta mar)</b>	55
<b>Serrette (Trinidad – en alta mar)</b>	80
<b>Manati (Brasil – en alta mar)</b>	77



**Gráfico 4. Estructura de costos del campo de gas Margarita (Bolivia)**

#### Subsidios a la oferta y a la demanda de gas natural

En el GAPTAP se pueden incluir tanto los subsidios a la producción como al consumo. Los subsidios a la producción incluidos en el GAPTAP en los distintos países incluyen subsidios directos por unidad de producción y exenciones fiscales/reducciones de las tasas impositivas para determinadas categorías/campos geológicos. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, los subsidios al consumo no se incluyen en este estudio por las siguientes razones:

- Existe una función de respuesta a la demanda en el GAPTAP que permite una pequeña respuesta a la demanda en materia del aumento de precios. Decidimos permitir la totalidad de esta respuesta a la demanda, particularmente en respuesta a los cambios de las tasas impositivas y de los costos de campo, sin incluir los precios artificialmente depreciados. Esto se hizo para permitir que el modelo capte plenamente la dinámica futura cuando se eliminen los precios subsidiados, en lugar de suponer que estos continúan hasta el final del horizonte de modelización. Además, los subsidios al consumo en América Latina y el Caribe suelen implicar precios discriminatorios en función del consumidor final, lo que queda fuera del alcance de este estudio. Por lo tanto, una ampliación interesante a este documento podría ser una exploración del efecto en la demanda en sentido descendente en los sectores de uso final de los escenarios que utilizamos.
- Uno de los principales objetivos de este proyecto es estimar los ingresos fiscales de la extracción de gas natural en América Latina y el Caribe bajo diferentes regímenes de política climática mundial. Por lo tanto, nos centramos en los ingresos *brutos* en lugar de utilizar los datos públicos limitados para suponer los niveles futuros de subsidios (que proporcionarían *ingresos netos*) Así pues, nuestro análisis ofrece implicaciones políticas para cualquier subsidio futuro para el consumo de combustibles fósiles. En particular, en los escenarios más ambiciosos de la política climática mundial, en los que los ingresos fiscales derivados del gas natural son menores. Un punto clave de la política es la reorientación del gasto hacia vectores energéticos con más bajas emisiones de carbono.

#### Caracterización del régimen fiscal

Un elemento importante en el cálculo del valor actual neto de cada proyecto son los impuestos derivados del régimen fiscal vigente. En el GAPTAP, estos se representan como un porcentaje de los ingresos en forma de regalías (es decir, la proporción de la producción o de los ingresos que se destina al gobierno), beneficios o impuestos sobre la renta. En algunos países, el GAPTAP incluye impuestos dinámicos sobre los ingresos basados en los niveles de producción. Además, cada campo tiene tasas de descuento específicas que reflejan el riesgo del proyecto. En su forma más simple, se distinguen los impuestos sobre los flujos de ingresos y beneficios, que se restan del flujo de ingresos/beneficios



del productor y se añaden a los ingresos públicos del país donde se encuentra el campo/proyecto. En el Anexo 1 se pueden encontrar más detalles sobre la aplicación de los regímenes fiscales.

## **Definición y exploración de escenarios**

### Definición

El papel del gas en la transición energética mundial a bajas emisiones de carbono está sujeto a múltiples incertidumbres relacionadas con el crecimiento económico, la innovación tecnológica, los impulsores demográficos, las decisiones políticas, la aceptación social y las políticas climáticas. Según la OIES (2017), la cuestión clave es si el gas alcanzará precios prohibitivos y se volverá poco competitivo, en aquellos países de América Latina y el Caribe en los que el acceso a la energía es motivo de gran preocupación, mucho antes de que sus emisiones lo hagan no extraíble. Este complejo panorama crea una amplia variación en las perspectivas del gas en muchos mercados de todo el mundo, lo que se traduce en ingresos inciertos para los productores de gas.

Para comprender cómo repercuten la combinación de la incertidumbre de la demanda mundial de gas y el régimen fiscal en las perspectivas de producción de los distintos productores de la región de América Latina y el Caribe, incluimos variaciones en las siguientes dimensiones en nuestro diseño de escenarios:

- Nueve niveles de demanda mundial basados en los escenarios de producción de gas coherentes con cuatro objetivos climáticos mundiales, y variaciones en las demandas de servicios energéticos coherentes con las rutas socioeconómicas compartidas
- Tasas impositivas por país en América Latina y el Caribe

Cada escenario está conformado por la elección de una ruta de demanda mundial de gas y una tasa impositiva para cada país de la región. Los impulsores exógenos de la demanda de servicios energéticos en el TIAM-UCL se basan en las rutas socioeconómicas compartidas (SSP, por sus siglas en inglés), de las que hemos elegido tres. Las SSP se construyeron para elaborar una narrativa en torno a la capacidad de la sociedad para adaptarse y mitigar los impactos del cambio climático (van Vuuren et al., 2014; O'Neill et al., 2014):

- SSP1 = 'sostenibilidad', con un menor crecimiento de la población, pero con un alto crecimiento del PIB impulsado por las opciones de comportamiento de los consumidores que hacen hincapié en la sostenibilidad y la enorme capacidad de mitigación y adaptación al futuro cambio climático. La SSP1 incluye cambios de comportamiento como un menor consumo de carne y productos lácteos (y, por lo tanto, menores emisiones derivadas del uso del suelo y del cambio de uso del suelo), un menor crecimiento de la demanda de aviación y una menor reducción de la demanda de transporte compartido respecto a vehículos particulares en comparación con la ruta SSP2 "intermedia"
- SSP2 = 'intermedia', una ruta central para el crecimiento de la demanda de servicios energéticos
- SSP5 = 'combustible fósil', un crecimiento muy elevado de la demanda energética per cápita, impulsado por un alto crecimiento del PIB y una población menor que en la SSP2, con un enfoque en la explotación de combustibles fósiles y un alto consumo de carne y productos lácteos, lo que resulta en altas emisiones de uso del suelo y cambio de uso del suelo. No obstante, en la SSP5 la renta per cápita es más alta y se supone que las instituciones son lo suficientemente fuertes para adaptarse al rápido crecimiento de las emisiones. Sin embargo, cabe señalar que cuando se combina una ruta de crecimiento de la demanda SSP5 con rutas

de concentración representativa (RCP, por sus siglas en inglés<sup>6</sup>) y presupuestos de carbono en nuestros escenarios de 2 grados y por debajo de 2 grados en el TIAM-UCL, la modelización resultaría inviable (es decir, el modelo no puede resolverse sin la inclusión de una tecnología 'backstop' que elimine el CO<sub>2</sub> de la atmósfera a un costo prohibitivo).

### Construcción de escenarios para explorar el espacio de incertidumbre de la oferta y la demanda de gas natural en América Latina y el Caribe

#### **Oferta y demanda mundial de gas del TIAM-UCL**

A fin de modelar los distintos niveles de demanda de gas natural bajo diferentes rutas de descarbonización e impulsores socioeconómicos de la demanda de servicios energéticos, utilizamos el modelo TIAM-UCL, que es un modelo del sistema energético mundial que utiliza un sistema de referencia energético ascendente y tecnológicamente detallado para equilibrar la oferta y la demanda de energía. La demanda de servicios energéticos en el TIAM-UCL está impulsada por factores socioeconómicos exógenos (por ejemplo, el PIB, la población, la urbanización, etc.), en donde el modelo optimiza (minimizando el costo) el suministro de la energía requerida, en relación con numerosas restricciones de los usuarios. El modelo también se puede ejecutar con una función de demanda elástica, mediante lo cual las demandas de servicios energéticos reaccionan dinámicamente dentro de la ejecución del modelo a cualquier cambio ya sea en el costo de las materias primas energéticas o a qué tan "estrictas" son las restricciones del usuario con respecto a la función objetivo.

En este estudio se desarrollan una serie de rutas de demanda en el TIAM-UCL para reflejar la incertidumbre inherente tanto a los futuros esfuerzos de descarbonización como a los impulsores socioeconómicos de las demandas de servicios energéticos. El cuadro 2 a continuación describe cada ruta de demanda e incluye cualquier restricción de los parámetros climáticos, incluidos los presupuestos de carbono utilizados.

**Cuadro 2 Escenarios desarrollados con el modelo TIAM-UCL para generar una serie de rutas de demanda de gas natural en América Latina y el Caribe**

Nombre del escenario	Ruta socioeconómica compartida (SSP)	Aumento de la temperatura en 2100	Presupuesto de carbono aplicado, S/N
Referencia, demanda baja	1	2,9	N
Referencia, demanda central	2	3,2	N
Referencia, demanda alta	5	3,8	N
NDC, demanda central	2	2,8	S
NDC, demanda alta	5	2,9	S
2 °C, demanda baja	1	1,9	S
2 °C, demanda central	2	1,9	S
Por debajo de 2 °C, demanda baja	1	1,75	S
Por debajo de 2 °C, demanda central	2	1,75	S

Para los escenarios "NDC", se utilizan presupuestos regionales de gases de efecto invernadero basados en Winning et. al (2019), con la extrapolación de los compromisos en el marco de las Contribuciones

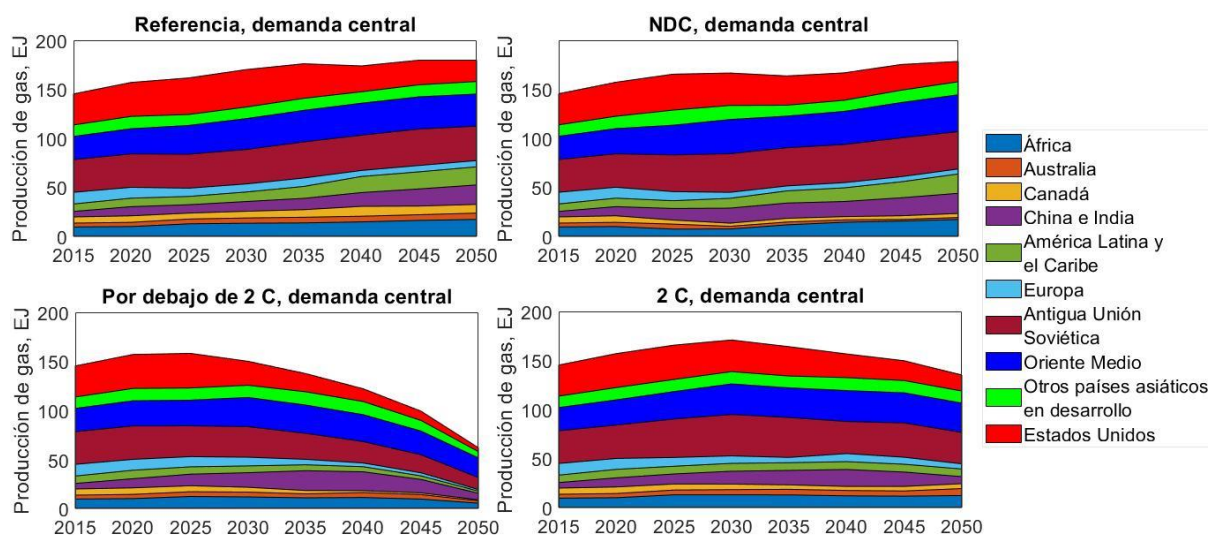
<sup>6</sup> Las rutas de concentración representativa muestran diferentes narrativas para la concentración de GEI en la atmósfera (en el TIAM-UCL estas transforman las emisiones de CO<sub>2</sub> en concentraciones utilizando los parámetros relevantes para esa RCP, y luego restringen el modelo en torno a los límites superior e inferior de la ruta de concentración [van Vuuren et al., 2014]).

Determinadas a Nivel Nacional determinados en la COP21 a partir de 2030 a una tasa constante de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por PIB/cápita. Para los escenarios de "2 °C" y "Por debajo de 2 °C", se utilizan presupuestos de CO<sub>2</sub> entre 2018 y 2100 de 1170 Gt CO<sub>2</sub> y 800 Gt CO<sub>2</sub> (Rogelj et al., 2018), respectivamente. Para los escenarios en los que se aplican presupuestos de carbono, se genera un precio endógeno del carbono (costo marginal de reducir una unidad de CO<sub>2</sub>) en el TIAM-UCL, lo que añade un costo adicional a cualquier consumo de combustibles fósiles dentro del modelo.

Para cada combinación de escenario clima-demanda, se emplean las rutas de los impulsores socioeconómicos pertinentes de las demandas de servicios energéticos dentro de cada escenario. En los escenarios de demanda baja, central y alta, se incluyen las rutas del PIB y de la población que son coherentes con las rutas SSP1, SSP2 y SSP5, respectivamente. Dentro del modelo TIAM-UCL, a cada demanda de servicios energéticos en cada región se aplica un impulsor de crecimiento, que puede tener asociadas ciertas condiciones de desacoplamiento. A continuación, se muestra la fórmula funcional de las demandas de servicios energéticos y sus respectivos impulsores, extraída de Pye et al. (2020a):

$$ESD_{r,t} = ESD_{r,t-1} \left( \frac{Driver_t}{Driver_{t-1}} \right)^{\alpha_t}$$

A cada demanda de servicio, se aplica un impulsor de la demanda basado en las diferentes rutas socioeconómicas (las SSP) en función de las diferentes rutas socioeconómicas compartidas. Estos impulsores incluyen el PIB, el PIB per cápita, la población, el número de hogares y el respectivo porcentaje del PIB procedente del sector de los servicios. Por lo tanto, cada SSP tendrá diferentes trayectorias para el PIB, la población, etc., y por lo tanto diferentes impulsores de crecimiento para cada demanda de servicios energéticos. Además, el exponente  $\alpha$  es un factor de desacoplamiento que puede utilizarse para ajustar aún más la relación entre los impulsores de la demanda y la demanda en función de la SSP pertinente (Pye et al., 2020a).



**Gráfico 5. En el sentido de las agujas del reloj, desde la parte superior izquierda, se muestra la producción mundial de gas (dividida por regiones) para cada escenario estudiado en este documento, tal como se describe en el cuadro 2**

El gráfico 5 muestra las perspectivas de producción mundial a partir de los cuatro escenarios de demanda de la ruta socioeconómica compartida 2 "intermedia" que utilizamos en este estudio. Se debe tener en cuenta que las rutas de producción mundial se muestran hasta 2050 a partir del modelo

TIAM-UCL con el fin de proporcionar un contexto al sistema energético posterior a 2035 (es decir, más allá del horizonte temporal del GAPTAP). Por lo tanto, si bien utilizamos el modelo GAPTAP para proporcionar información a nivel de país sobre la producción y los ingresos fiscales, proporcionamos un contexto mundial a través de nuestros escenarios de demanda central del modelo TIAM-UCL hasta 2050, dada la importante evolución de la oferta y la demanda de gas natural después de 2035. Además, y como se menciona en la sección Métodos de este informe, el TIAM-UCL proporciona al GAPTAP tanto los inputs de la demanda de consumo regional como una restricción del límite máximo para la producción regional.

Como se puede ver en el gráfico 5, los productores dominantes actuales (Oriente Medio, la antigua Unión Soviética y Estados Unidos) siguen representando al menos el 50% de la producción mundial en todos los escenarios. La producción de América Latina y el Caribe aumenta en los escenarios de Referencia y NDC después de 2025, impulsada por el aumento de la producción de gas asociado al petróleo y el incremento constante de la producción de gas no convencional. En cambio, en los escenarios de 2 °C y Por debajo de 2 °C la producción de gas de América Latina y el Caribe disminuye hasta 2050. Esto se debe a que la explotación a gran escala del gas natural en la región es incompatible con los casos más ambiciosos de la política climática mundial, su costo dista de ser óptimo y no es coherente con la demanda en la región. Según nuestros resultados del modelo TIAM-UCL en los escenarios de referencia, el consumo de gas en América Latina y el Caribe aumenta en casi dos tercios hasta 2050, impulsado por la demanda en los sectores industrial, energético y de transporte. Sin embargo, en los escenarios de 2 °C el consumo de gas se reduce en un tercio, y cerca del 60% del consumo de gas se destina al sector industrial en 2050. Esto se debe en gran medida a la disminución de la generación de electricidad a base de gas y a un papel relativamente menor del transporte por carretera. En los escenarios por debajo de 2 °C, la reducción es aún mayor, con solo una cuarta parte del consumo de gas del año base en 2050. En estos escenarios, más del 50% se destina a usos industriales, y se observa una disminución más pronunciada en la generación de electricidad a base de gas (quedando algo de gas en gran medida como capacidad de reserva). El gas sudamericano de fuentes no convencionales lucha por competir en los mercados mundiales y con la disminución de la demanda interna (véanse el gráfico 6 (b) y el gráfico 10), la gran mayoría de estos recursos de gas permanecen en el subsuelo. A modo de referencia, en la sección 3 se realiza un análisis detallado de las fuentes (tanto desde la perspectiva geológica como de país) de la producción de gas de América Latina y el Caribe en los escenarios y sensibilidades explorados en este documento, utilizando el modelo GAPTAP.

Además, el gráfico 6 muestra las rutas de oferta (a) y demanda (b) de gas natural en cada uno de los 9 escenarios explorados en el TIAM-UCL que figuran en el cuadro 2 para América Latina y el Caribe.<sup>7</sup> Al igual que en el gráfico 5, los resultados del TIAM-UCL se muestran hasta 2050 para garantizar la total transparencia de la evolución del sistema energético después de 2035. En los escenarios de demanda baja y central con políticas climáticas mundiales menos ambiciosas (es decir, los escenarios de "Referencia" y "NDC"), tanto la producción como el consumo de gas disminuyen ligeramente antes de volver a aumentar después de 2025. Esto se debe a varias razones:

1. Debido a que el TIAM-UCL es un modelo de optimización, el modelo desarrolla primero las reservas probadas de gas (incluyendo volúmenes significativos de gas asociado), la mayoría de las cuales están empezando a alcanzar la fase de declive en 2020 en América Latina y el Caribe. La producción de gas natural no convencional comienza a aumentar en la región

---

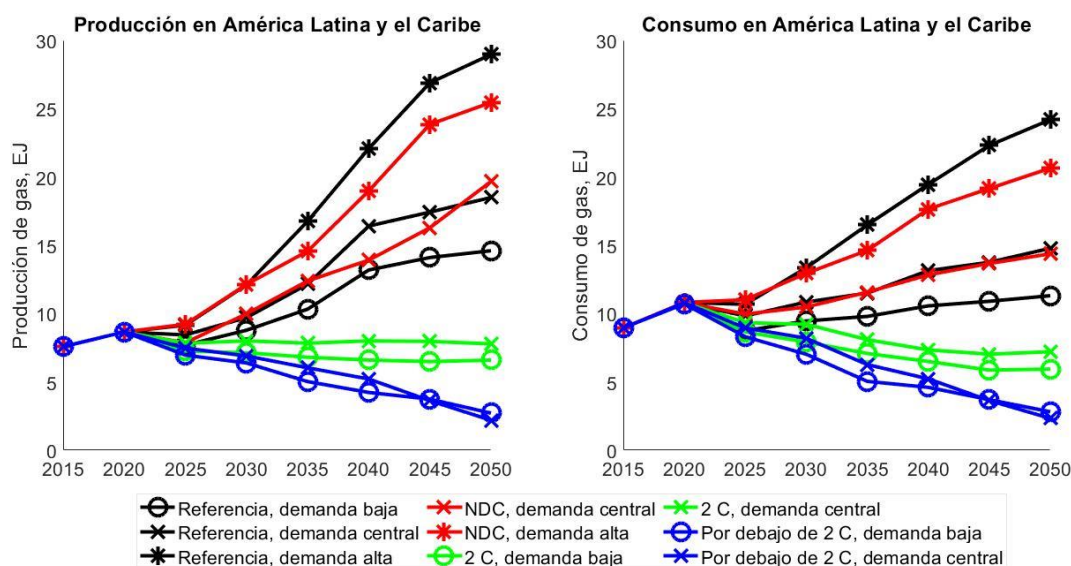
<sup>7</sup> América Central y América del Sur (CSA) y México son dos regiones separadas en el TIAM-UCL, pero aquí se han agrupado en una región como América Latina y el Caribe. Para obtener información sobre los países incluidos en CSA véase Pye (2020b).

(excepto en México), pero no puede hacerlo con la suficiente rapidez, lo que genera un ligero desajuste entre la oferta y la demanda.

- En el caso del escenario "NDC - demanda central", 2025 es el primer periodo de tiempo con presupuestos regionales de GEI. En América Latina y el Caribe, las emisiones del uso del suelo acaparan una elevada proporción del presupuesto total asignado para los GEI, por lo que es necesario que la región reajuste el sistema energético hacia vectores energéticos con bajas emisiones de carbono en 2025.

La producción y el consumo alcanzan sus valores más altos en los escenarios de demanda (Referencia y NDC - demanda alta) de la SSP5, mientras que en los escenarios de mayor ambición climática mundial (2 °C y Por debajo de 2 °C), tanto la producción como el consumo disminuyen sistemáticamente a partir de 2020. Las diferencias entre la producción y el consumo se deben a:

- El nivel de las exportaciones de América Latina y el Caribe en cada escenario (es decir, la escala del papel de la región en los mercados mundiales de gas), en donde los escenarios coherentes con las actuales NDC o aquellos que ignoran los objetivos climáticos ven importantes volúmenes de exportaciones, mientras que en los escenarios que resultan en < 2 °C las exportaciones de gas natural de la región disminuyen considerablemente;
- Las pérdidas de gas natural entre la boca de pozo y el uso final (tanto en los procesos de distribución como de uso final) dada la eficiencia de las tecnologías [en su mayor parte] son inferiores a 1).



**Gráfico 6: Producción (izquierda) y consumo (derecha) de gas natural en América Latina y el Caribe a partir de los 9 escenarios de demanda y política climática estudiados en el TIAM-UCL (como se describe en el cuadro 2)**

### Combinación de escenarios climáticos y de demanda con sensibilidades específicas del mercado del gas

Para explorar las perspectivas de los ingresos públicos procedentes del gas natural en América Latina y el Caribe, combinamos los escenarios de política climática y de ruta de la demanda socioeconómica que ejecutamos en el TIAM-UCL con una serie de sensibilidades en el GAPTAP. En resumen, tomamos el consumo regional de gas natural de cada escenario ejecutado en el TIAM-UCL y exploramos las incertidumbres del mercado del gas en el GAPTAP variando las tasas impositivas y los costos de

explotación de los campos. Variamos la tasa impositiva de cada país y el costo de cada campo entre el 0,5 y el 1,5 del input central, en incrementos de 0,25.

#### Combinación de incertidumbres y estrategias

Con el fin de evaluar el impacto que tienen las diferentes estrategias de gestión (por ejemplo, la modificación de las tasas impositivas) en combinación con las incertidumbres exógenas (política climática y demanda de servicios energéticos) sobre nuestras métricas clave (ingresos fiscales y perfiles de producción), empleamos un muestreo de hipercubo latino para generar nuestras combinaciones de incertidumbre. Este ejercicio consiste en convertir opciones individuales de datos discretos (por ejemplo, una política climática mundial, un impulsor de la demanda de energía, una tasa impositiva y un nivel de costos de explotación del campo) en distribuciones continuas. Esto se repitió hasta generar 450 combinaciones individuales de sensibilidad a través de los escenarios de política climática y demanda tomados del TIAM-UCL.

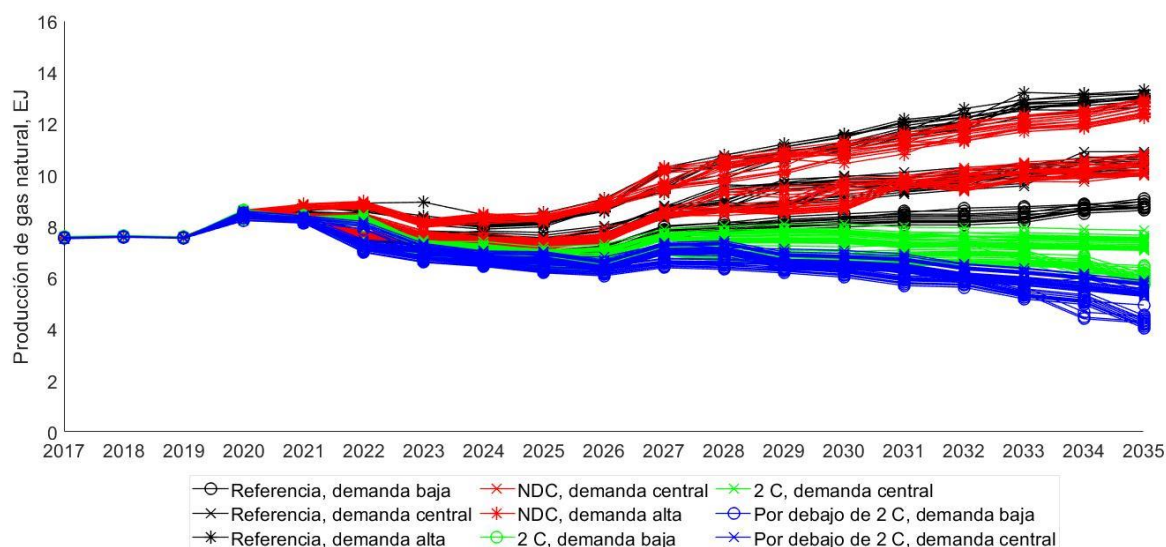
La utilización de una técnica de muestreo de hipercubo latino permitió un enfoque más específico para cuantificar la incertidumbre en todo el espacio de soluciones posibles para los ingresos públicos derivados del gas natural en América Latina y el Caribe bajo diferentes rutas de demanda y política climática mundial. Por ejemplo, una simulación Monte Carlo requeriría muchas más ejecuciones y es propensa a una asignación más "aleatoria" a través del espacio de incertidumbre, mientras que el muestreo de hipercubos latinos permite un enfoque más refinado para reflejar que ciertos resultados tienen mayor probabilidad que otros (por ejemplo, se esperaría que la ruta de demanda central (SSP2) tuviera mayor probabilidad de ocurrir, por lo tanto sería mayor objeto de muestreo dado que es un escenario "intermedio").

### **3. Resultados**

#### **Perspectivas de producción**

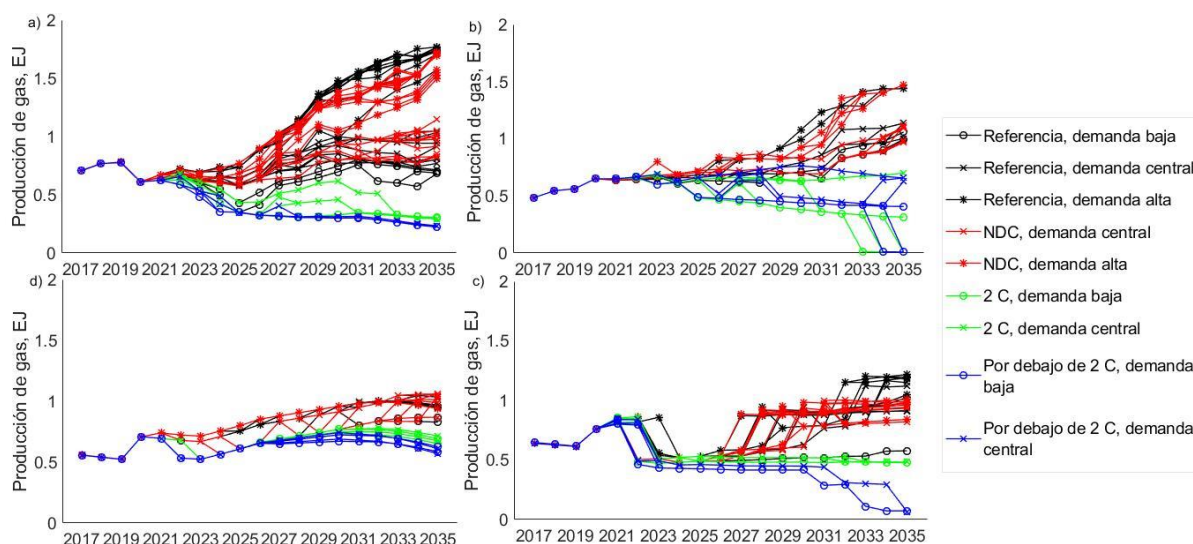
Como se mostró en el gráfico 6, la producción regional alcanza su máximo en América Latina y el Caribe en los casos de Referencia (en relación con otras rutas), llegando a un máximo de casi ~30 EJ en 2035 en nuestro escenario de "Referencia-demanda alta" (es decir, sin presupuestos de carbono ni impulsores de la demanda SSP5) Esto se debe, en gran medida, al aumento de la producción de gas natural asociado (a saber, el gas coproducido con el petróleo) y al incremento del gas no convencional, en concreto a los campos de esquisto en Argentina. Sin embargo, en los escenarios que dan lugar a un aumento de la temperatura media por debajo de 2 °C a finales de siglo, la producción de gas natural en la región disminuye a partir de 2020, lo que refleja el abandono del gas natural a nivel nacional e internacional. Si bien, tanto Trinidad y Tobago como Perú continúan exportando GNL (principalmente a Europa y Asia), lo hacen dentro de los límites de su actual base de reservas, ya que ambos países hacen frente, por un lado, a una disminución de la producción de algunos activos clave, y por otro, a la competencia de productores con costos más bajos en los mercados internacionales.

El gráfico 7 muestra las rutas de producción para América Latina y el Caribe para cada escenario descrito en el cuadro 2, y para cada combinación de sensibilidades fiscales y de costos de la distribución muestral. Estos resultados son producto del GAPTAP, y la información a nivel de país se discute posteriormente.



**Gráfico 7: Producción agregada de América Latina y el Caribe en cada una de las rutas enumeradas en el cuadro 2**

El gráfico 8 muestra la producción por países de los principales productores de gas en América Latina y el Caribe. Encontramos que la variación de los costos de campo y de las tasas impositivas en un rango de combinaciones de incertidumbre tiene el mayor impacto en la producción a nivel de país y en los ingresos fiscales en los escenarios de menor ambición climática (Referencia y NDC) (particularmente cuando se combina con la ruta SSP5 de demanda más alta). Esto se debe a que la demanda mundial de gas natural es mayor y, por lo tanto, hay más productores que pueden competir con el precio de mercado vigente.



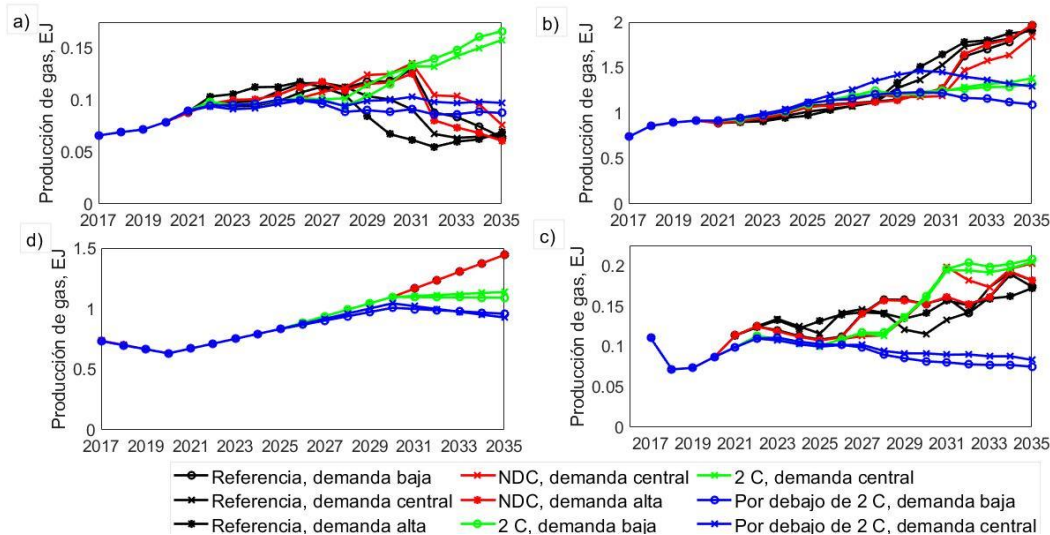
**Gráfico 8 (a-d): Producción a nivel de país en nuestros escenarios de demanda y política climática, y sensibilidades fiscales y de costos. En el sentido de las agujas del reloj, desde la parte superior izquierda, (a) Argentina, (b) Brasil, (c) México, (d) Venezuela**

#### Producción de gas por categoría en todos los escenarios y sensibilidades

Como se ha mencionado anteriormente, el gas asociado sigue desempeñando un papel importante en América Latina y el Caribe a lo largo del horizonte temporal del GAPTAP. El gráfico 9 (a-d) muestra

el potencial máximo<sup>8</sup> de producción de gas natural asociado a nivel de país en cuatro países: Brasil, Colombia, México y Venezuela. Para la región de América Central y América del Sur (que no pertenece al grupo de países productores y exportadores de petróleo [OPEP]) en el TIAM-UCL, utilizamos el porcentaje de producción de petróleo a nivel de país del modelo BUEGO (véase el gráfico 3) para dividir la producción agregada de gas asociado del modelo TIAM-UCL entre cada uno de los 9 escenarios principales que ejecutamos. Estos potenciales de producción se introducen en el modelo GAPTAP, creando "campos" de gas asociado. Aunque se han realizado pocos estudios sobre el potencial de la producción de gas natural asociado a través de diferentes escenarios de política climática, un indicador es el World Energy Outlook (2019) de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), donde las proyecciones de la producción de gas asociado brasileño de los campos de petróleo en alta mar, conocidos como presal, alcanzan más de 2,3 EJ (~ 60 mmm<sup>3</sup>) para 2040 en el escenario de políticas declaradas de la IEA. A modo de referencia, los escenarios NDC (que más se ajustan al escenario de políticas declaradas de la IEA) del presente estudio estiman que el potencial de producción de gas asociado de Brasil es de 1,8-2 EJ para 2035

Una de las principales conclusiones de este estudio es que, una vez que los objetivos de la política climática mundial aumenten su ambición, se reduce considerablemente el margen de maniobra de los productores de gas de América Latina y el Caribe para hacerse con una cuota de mercado. En resumen, cuando se promulga una política climática estricta, esta se convierte en el impulsor dominante de la dinámica de la producción de gas natural entre regiones, y la producción asociada de bajo costo se lleva una parte cada vez mayor de un mercado que se reduce. En la sección de resumen de este informe, hemos dado una serie de producciones acumuladas en nuestros escenarios y sensibilidades para el gas de esquisto de Argentina, que van desde 30 EJ en nuestro caso de "Referencia" (o de ausencia de política climática) hasta apenas 4 EJ en los escenarios coherentes con el objetivo por debajo de 2 °C. El gráfico 10 muestra la producción de gas no convencional en Argentina en tres de nuestros escenarios de demanda central.



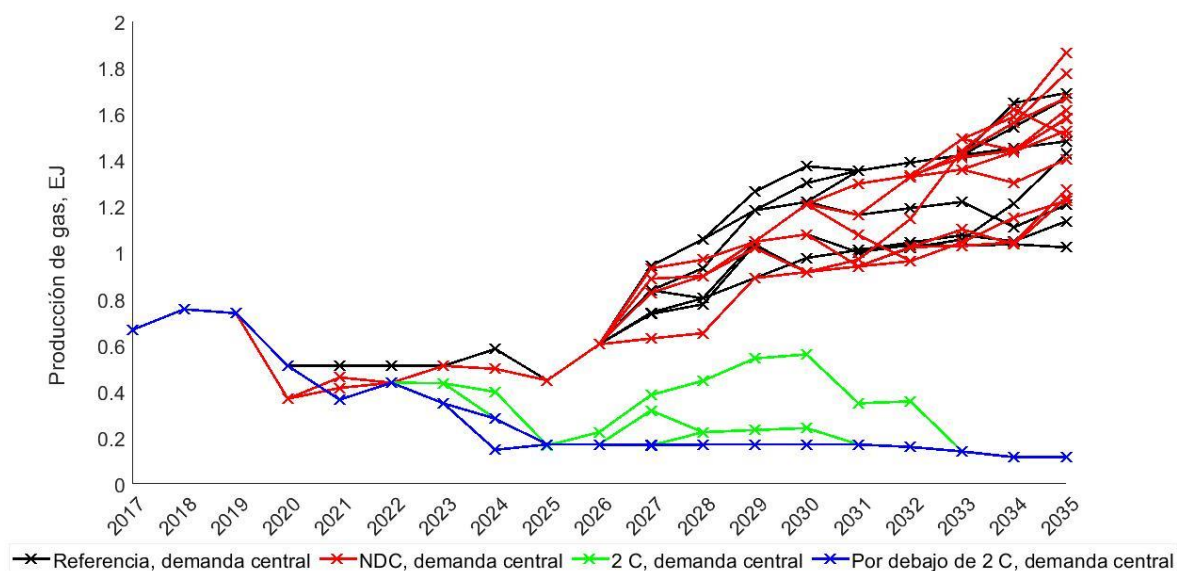
**Gráfico 9 (a-d): Producción potencial de gas asociado por país. En el sentido de las agujas del reloj, desde la parte superior izquierda, (a) Argentina, (b) Brasil, (c) Colombia, (d) Venezuela**

El gráfico 8 muestra que la producción de gas de esquisto aumenta en el escenario de referencia, y que hay variaciones significativas en la producción después de 2025 impulsadas por los cambios en las combinaciones de sensibilidad de los costos de explotación de los campos y las tasas impositivas determinados por el muestreo de hipercubo latino (es decir, una mayor competencia entre países y

<sup>8</sup> Es decir, el máximo potencial de gas asociado disponible en cada escenario del TIAM-UCL se reparte entre los países en función de los porcentajes del BUEGO. El GAPTAP no utiliza necesariamente este potencial de producción.



categorías de recursos para producir). En nuestro escenario de referencia de demanda central, la producción de gas de esquisto en Argentina en 2035 es entre 390 -542% superior a los niveles de 2018 (alcanzando alrededor de 1,7 EJ/a, o el 113% de la producción actual en Argentina)<sup>9</sup>. Por el contrario, cuando se promulga la política climática para mantener las temperaturas mundiales por debajo de 2 °C, la producción de esquisto en Argentina en 2035 disminuye hasta el 40% de los niveles de producción de 2018. A diferencia del escenario de referencia, la modificación de las tasas impositivas tiene un impacto limitado una vez que se incrementa la ambición de la política climática. Esto se debe a una combinación del presupuesto de carbono que impulsa la descarbonización y, por lo tanto, disminuye la demanda de gas, junto con la competencia del gas natural asociado de menor costo para abastecer el mercado de gas restante.



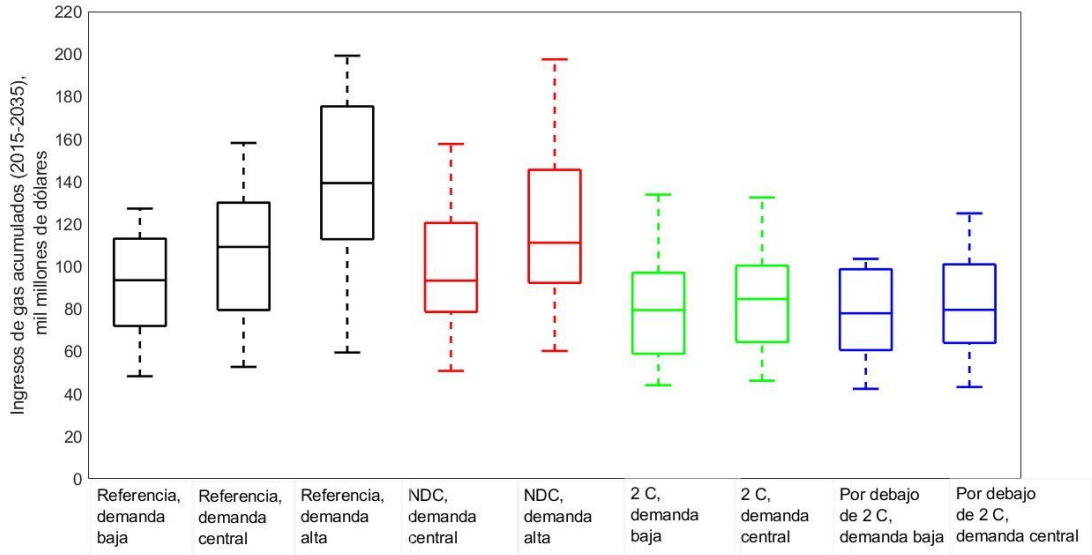
**Gráfico 10: Producción de gas no convencional (esquisto y compacto) en Argentina en nuestros escenarios de demanda central (SSP2)**

### Futura recaudación de impuestos

En este estudio, los ingresos públicos procedentes del gas natural se definen como los pagos de regalías e impuestos recaudados por los gobiernos nacionales por la extracción de gas natural en las fases iniciales. Estos se calculan a nivel de campo/proyecto en el GAPTAP y se descuentan para garantizar el valor actual de los ingresos fiscales futuros.

El gráfico 11 muestra un rango de ingresos fiscales acumulados en toda América Latina y el Caribe para cada uno de los 9 escenarios descritos en el cuadro 2. Utilizando un diagrama de caja se muestran los percentiles 25, 50 y 75 de los ingresos públicos en los escenarios principales, con rangos que reflejan el impacto del muestreo de hipercubo latino de las sensibilidades fiscales y de costos de campo. Cada escenario se ejecutó de manera independiente con una serie de sensibilidades para tener en cuenta la incertidumbre en los futuros niveles de recaudación de impuestos mediante la alteración de las tasas impositivas futuras. Estas sensibilidades inflaron o desinflaron las tasas impositivas recopiladas en Ernst & Young (2019) y se introdujeron en el GAPTAP como se describe en la Sección 2 de este informe. Al utilizar esta incertidumbre en las tasas impositivas futuras, el modelo produce un total de 450 iteraciones en los principales escenarios de descarbonización y demanda descritos en el cuadro 2. Además, el gráfico 12 muestra la misma información, excepto para los países que no pertenecen a la OPEP en América Latina y el Caribe.

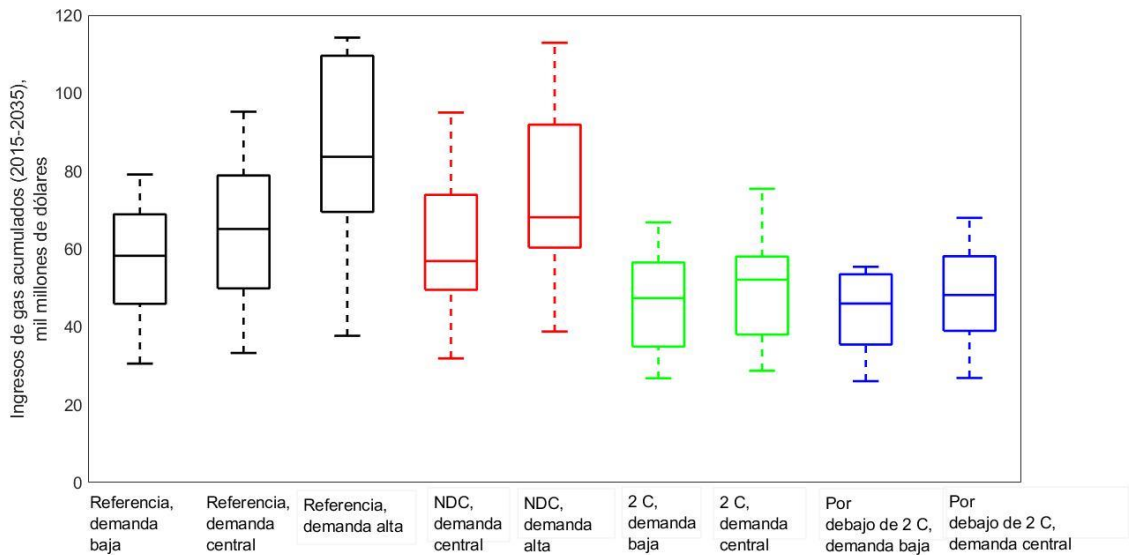
<sup>9</sup> Como referencia, en nuestro escenario de referencia de demanda alta, la producción de gas de esquisto alcanza 3,1 EJ/a en 2035.



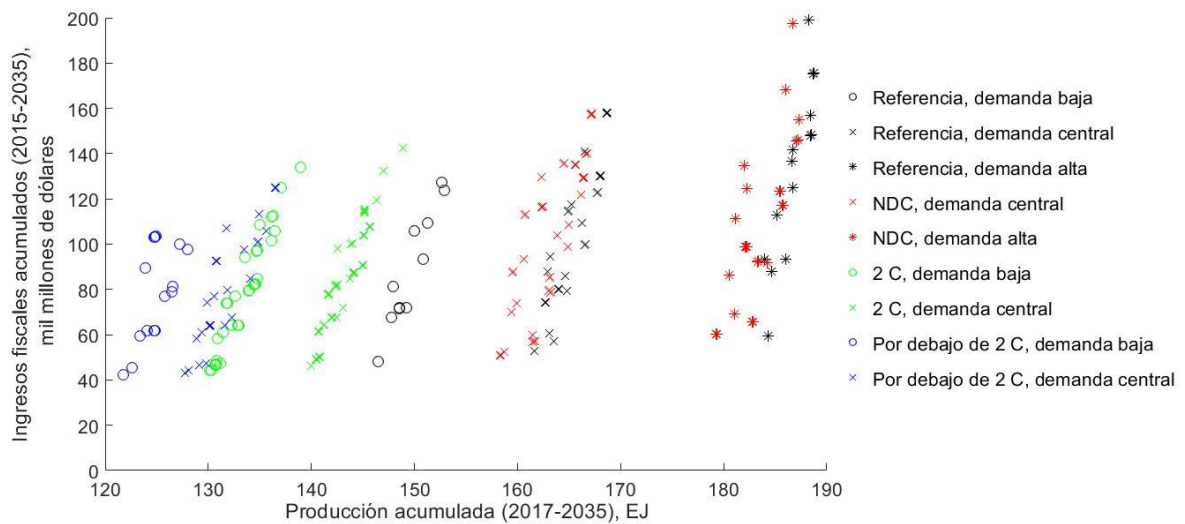
**Gráfico 11: Rango de recaudación acumulada en América Latina y el Caribe en cada escenario individual**

Los ingresos acumulados en América Latina y el Caribe son más elevados en los escenarios de demanda alta (ruta SSP5) y con una política climática mundial menos ambiciosa (escenarios de "Referencia" y "NDC" que dan lugar a un aumento de la temperatura de entre 2,8 y 3,8 °C a finales de siglo). Como se ha descrito en la sección anterior, la importancia del gas natural asociado en todos los escenarios puede verse en la diferencia entre el gráfico 11 (toda América Latina y el Caribe) y el gráfico 12 (países de América Latina y el Caribe que no pertenecen a la OPEP, es decir, sin Venezuela). Se supone que el gas natural asociado venezolano tiene el mismo régimen fiscal extremadamente alto que el petróleo (por ejemplo, 50% de impuestos sobre los beneficios y 33% de regalías [Ernst & Young, 2019]), pero debido a su bajo costo y a las limitaciones del modelo, la producción venezolana de gas asociado mantiene una presencia relativamente fuerte en todos los escenarios (véase el gráfico 9).

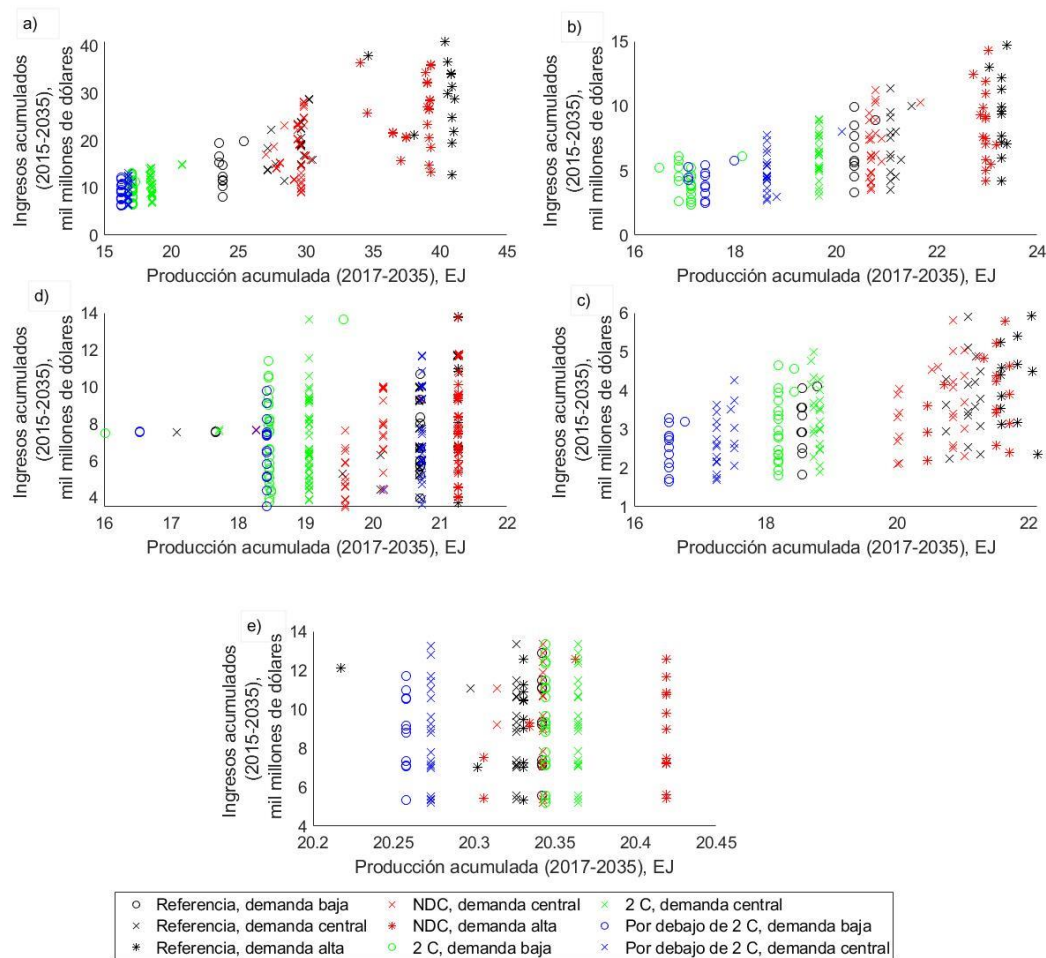
Para mostrar el impacto de las distintas sensibilidades fiscales y de costos de campo sobre la producción y los ingresos fiscales en los escenarios principales, el gráfico 13 muestra la producción acumulada (2017-2035) frente a los ingresos fiscales acumulados (2017-2035) para el conjunto de América Latina y el Caribe. En cada uno de los 9 escenarios de clima-demanda, múltiples indicadores reflejan las variaciones tanto en la producción acumulada como en los ingresos acumulados debido a las sensibilidades fiscales y de costos de explotación de campo.



**Gráfico 12: Rango de recaudación acumulada en los países de América Latina y el Caribe que no pertenecen a la OPEP en cada escenario individual. El país de la OPEP que no se incluye es Venezuela.**



**Gráfico 13: Producción acumulada (EJ) frente a ingresos fiscales acumulados (mil millones de dólares) para la región de América Latina y el Caribe, 2017-2035. El color y la forma de cada indicador muestran el escenario principal, mientras que las diferencias dentro de cada agrupación de escenarios se deben a la simulación de sensibilidad a los impuestos y a los costos**

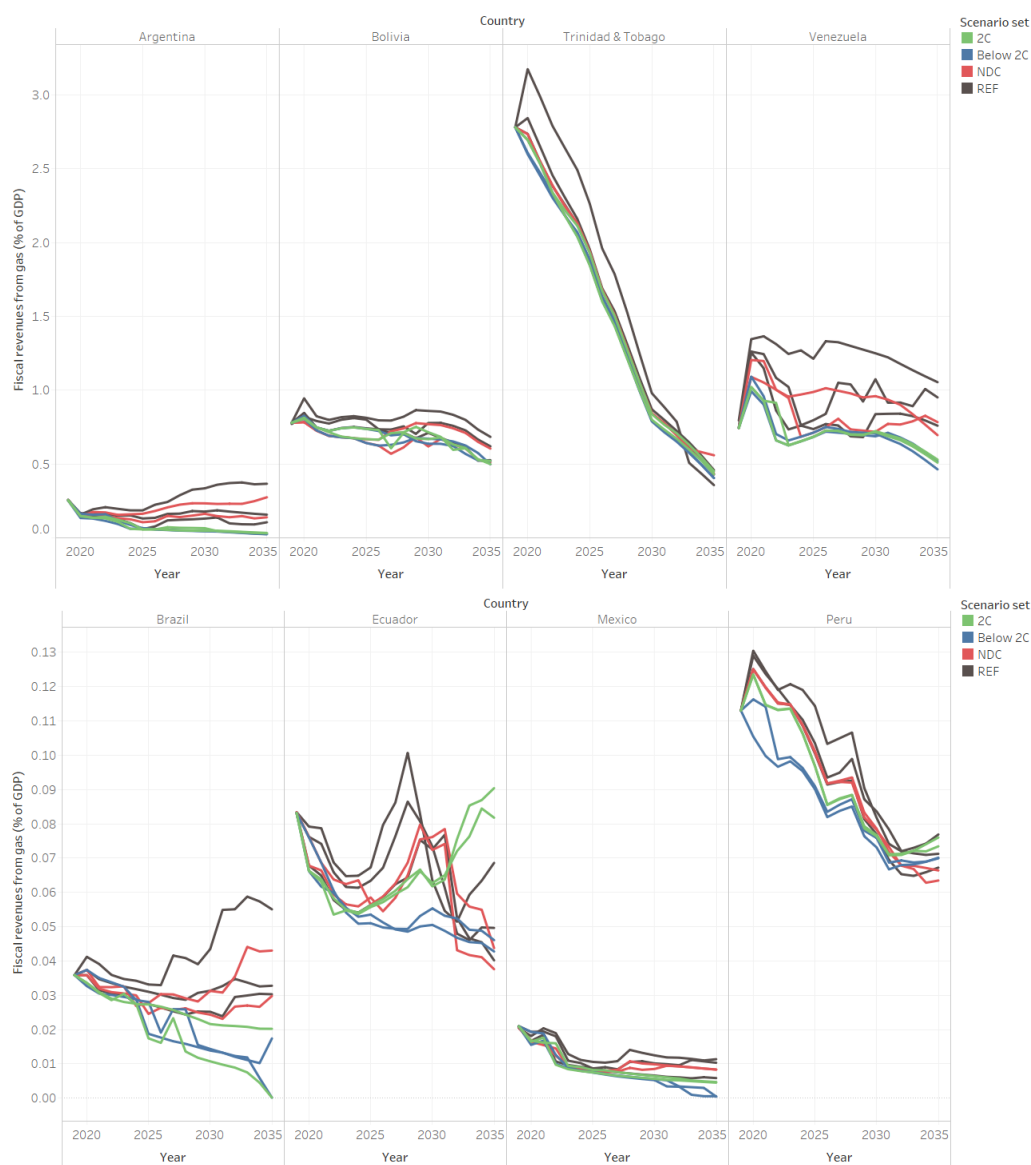


**Gráfico 14 (a-e): Producción acumulada (EJ) frente a la recaudación de impuestos acumulada (mil millones de dólares) para una selección de productores de gas en América Latina y el Caribe. En el sentido de las agujas del reloj, desde la parte superior izquierda, (a) Argentina, (b) Brasil, (c) México, (d) Bolivia, (e) Trinidad y Tobago**

El panel (a-c) en el gráfico 14 también confirma que los cambios en las tasas impositivas y en los costos de campo tienen mucho mayor impacto en los escenarios con una política climática menos ambiciosa, en los que la demanda de gas natural es significativamente mayor y, por lo tanto, puede competir una mayor parte de la base de reservas/recursos. Esto también se muestra en los gráficos 8 y 10, donde los cambios en los niveles de producción debidos a las sensibilidades fiscales y de costos de campo en los escenarios con una política climática menos ambiciosa (Referencia y NDC) son mucho mayores que en los escenarios con una política climática más ambiciosa (2 °C y Por debajo de 2 °C).

Según el gráfico 14 (d), Bolivia parece ser poco flexible a los cambios en la tasa impositiva, ya que la producción no cambia cuando la tasa impositiva aumenta/disminuye. Pese a que esto es opuesto al patrón general de otros países en los que las tasas impositivas más altas (y, por tanto, los ingresos públicos más elevados) aumentan el precio necesario para poner en marcha un campo de gas y, en algunos casos, desincentivar su explotación, Bolivia tiene dos características clave que difieren de otros productores de gas de la región. En primer lugar, la producción boliviana está muy concentrada en unos pocos campos gigantes, pero maduros (Margarita, Sabalo, Itau) y la producción de estos sigue siendo relativamente independiente de cualquier cambio en las tasas impositivas bolivianas, aunque teniendo en cuenta las tasas de agotamiento. En segundo lugar, Bolivia actúa como "proveedor complementario" una vez se venzan los contratos de gas con Brasil y Argentina en 2020. En resumen, cualquier suministro adicional necesario para satisfacer la demanda se obtiene tanto de los mercados internacionales al contado como del gas de exportación boliviano a través de los gasoductos existentes

hacia Argentina y Brasil dado que existe una capacidad de producción residual en Bolivia una vez que estos contratos terminen.



**Gráfico 15. Contribución de los ingresos fiscales derivados del gas (% del PIB) por escenario climático.** Cada línea representa uno de los escenarios en el cuadro 2. El color de las líneas se refiere al escenario de la demanda mundial bajo diferentes objetivos de temperatura. El panel superior muestra los países con mayores contribuciones al PIB (Argentina, Bolivia, Trinidad y Tobago y Venezuela), mientras que el panel inferior muestra una selección de países con pequeñas contribuciones al PIB (Brasil, Ecuador, México y Perú).

La importancia relativa de los ingresos del gas para los gobiernos de la región se ilustra en el gráfico 15. Los gráficos muestran la variación en la contribución de los ingresos fiscales procedentes del gas para los productores de la región, con diferentes trayectorias, pero con un patrón general similar, en el que los escenarios de descarbonización profunda para un determinado país contribuyen menos a los presupuestos que sus escenarios de NDC y referencia, en gran parte debido a la disminución de la producción. Por ejemplo, la contribución de los ingresos fiscales del gas para Brasil puede oscilar entre casi el 0,06% del PIB en 2035 en los escenarios de referencia de demanda alta y menos del 0,01% en los escenarios Por debajo de 2 °C. Aunque en términos monetarios se trata de una cantidad considerable de ingresos fiscales, su contribución al presupuesto es relativamente menor dado el tamaño de la economía brasilera. Por otro lado, otros países ven una pérdida potencial de ingresos fiscales relativamente pequeña en términos absolutos, pero experimentan una brecha más

significativa en su presupuesto. Trinidad y Tobago parece ser el país menos sensible a las políticas climáticas mundiales, ya que sus ingresos fiscales disminuyen en todos los escenarios; pero es el país más afectado de la región, pasando de casi el 3% en 2020 a cerca del 0,5% del PIB en 2035.

Aunque el gráfico 15 muestra una disminución en las contribuciones fiscales, estas se compensarán parcialmente con la reducción del gasto en subsidios a la oferta en los países de América Latina y el Caribe, donde actualmente se aplican en diferentes países ya sean exenciones/alivios fiscales, subsidios directos por unidad de producción o la inclusión de un precio base para los productores que garanticen el pago de un precio determinado (por ejemplo, los productores de gas no convencional en Argentina). En la transición para dejar de depender de los combustibles fósiles se está prestando cada vez más atención a las intervenciones en el lado de la oferta, incluida la eliminación de los incentivos financieros a la oferta y las moratorias a la producción de nuevas explotaciones (Erickson et al., 2018). Estas intervenciones por el lado de la oferta deben complementar las medidas por el lado de la demanda, incluidos los precios del carbono (que se generan de forma endógena en los escenarios de política climática más estrictos que exploramos utilizando el modelo TIAM-UCL) y con la eliminación progresiva de las ventas de productos intensivos en carbono. Además, muchos países de la región subsidian, en distinto grado, a los distintos consumidores finales. Como se ha comentado anteriormente, pese a que el estudio detallado de estos aspectos queda fuera del ámbito de este documento, sería interesante analizarlo en el futuro, tanto en lo que se refiere a la respuesta de la demanda al aumento de los precios sectoriales como a la concurrente elasticidad de la oferta.

### Reservas no extraíbles

Dado que el consumo de gas natural en 2035 es inferior a nuestro año base de 2017-18 en nuestros escenarios con una política climática más ambiciosa (mantener la temperatura media mundial por debajo de 2°C), ahora exploramos la proporción de reservas de gas natural (3P) que permanecen sin explotar.

El cuadro 3 a continuación muestra la gama de producción acumulada en nuestros escenarios con una política climática mundial más ambiciosa (presupuestos de carbono y parámetros climáticos coherentes con el mantenimiento del calentamiento global por debajo de 2 °C) para una selección de países en América Latina y el Caribe. También proporcionamos las cifras de gas no extraíble para toda la región (incluyendo otros productores como Colombia y Perú), y la región sin Venezuela que (como se muestra en el cuadro 3) cubre algo más de la mitad de las reservas regionales totales. Utilizamos las reservas 3P (a saber, probadas, probables y posibles) de una serie de fuentes porque proporcionan flexibilidad para los movimientos de los volúmenes de gas natural en una clasificación diferente. Al considerar las reservas a lo largo de un periodo de tiempo, es muy probable que las estimaciones volumétricas cambien debido a las revisiones (en cualquier dirección), a la ampliación de la recuperación y a nuevos descubrimientos. Por lo tanto, las reservas probadas se consideraron demasiado restrictivas para este fin.

**Cuadro 3: Rangos de reservas no extraíbles de gas natural en los escenarios de mayor ambición climática (es decir, 2°C - demanda baja y central; y por debajo de 2°C - demanda baja y central) para una selección de los principales productores de gas**

País	Reservas de gas natural 2017, 3P (EJ)	Producción acumulada, 2017-2035	Reservas inquemables, %
Argentina	26 (SEC, 2019)	16.3-20.8	19-37
Bolivia	20 (Peña Balderrama et al., 2018)	16-20	2-20
Brasil	25.5 (FIRJAN, 2018; Chavez-Rodriguez, 2016)	16.2-24.1	5-36

México	58 (PEMEX, 2015)	16.3-22	62-72
Trinidad y Tobago	22 (Energy Chamber of Trinidad and Tobago, 2016)	20.3-20.5	7-8
Venezuela	222 (OECD et al., 2020; IEA, 2019)	23.5-25.5	89
América Latina y el Caribe agregados	425.2	121.8-148.9	65-71
Países de América Latina y el Caribe que no pertenecen a la OPEP (sin Venezuela)	203.3	98.3-123.3	39-50

#### 4. Conclusiones

Los productores de gas enfrentarán dificultades en las próximas décadas, debido a que diversos factores reducen el papel del gas en América Latina, el Caribe y el resto del mundo. Es posible que una parte significativa de las reservas no se explote como consecuencia de la reducción de la demanda de gas debido a los objetivos de emisión de gases de efecto invernadero o a los efectos de la competitividad. Hemos comprobado que, en toda la región, entre 39-50% de las reservas (o entre 65-71% si se incluye a Venezuela) permanecen en el subsuelo en escenarios coherentes con la consecución de los objetivos de temperatura del Acuerdo de París (es decir, un calentamiento de 2 °C o inferior).

Según el análisis realizado, los ingresos públicos procedentes de las operaciones de gas natural son mucho más sensibles a los cambios en la demanda mundial y al rigor de la futura descarbonización que a cualquier esfuerzo del gobierno por maximizar los ingresos mediante cambios en las tasas impositivas. Teniendo en cuenta el nivel de descarbonización requerido para alcanzar los objetivos de Por debajo de 2 °C, el consumo en América Latina y el Caribe debe disminuir entre 32-45% por debajo de los niveles de 2018. En dicho escenario estimamos que la mediana de los ingresos es de USD 80.000 millones, en comparación con la mediana de USD 111.000 millones en los escenarios que ignoran todo el objetivo climático.

A medida que se incrementan los compromisos de descarbonización, su impacto en la demanda es mucho más significativo que otros cambios asociados con los niveles impositivos o con los costos específicos a nivel de campo. En otras palabras, el mayor impulsor de las reducciones de la producción y los ingresos parece ser la destrucción de la demanda. Países con grandes recursos (Argentina, Brasil y México) ven el mayor rango de incertidumbre en lo relacionado con la recaudación fiscal acumulada hasta 2035 en todos los escenarios y combinaciones de tasas impositivas y costos de campo que hemos realizado en este estudio. Sin embargo, aunque Trinidad y Tobago ve menos incertidumbre y pérdidas monetarias potenciales, sus finanzas públicas son las más afectadas en términos relativos (los ingresos están estancados mientras el PIB crece).

También observamos que, a medida que disminuye la producción de petróleo en América Latina y el Caribe, también disminuye la producción de gas asociado. Por lo tanto, las reducciones en la producción de petróleo van de la mano de las disminuciones en la producción de gas. Encontramos que esta producción y utilización de gas asociado restante cubre un porcentaje creciente de la producción en la región en los escenarios con una política climática más ambiciosa. Esto se debe a que la demanda de gas se reduce en los escenarios "Por debajo de 2 °C" más rápidamente que la producción de petróleo: la demanda de gas disminuye un 35-47% entre 2020 y 2035, mientras que la producción de petróleo disminuye un 13-15%.

Dado que los escenarios coherentes con el Acuerdo de París proyectan una disminución del consumo y la producción mundial de gas, los gobiernos de América Latina y el Caribe deberían centrar sus esfuerzos de generación de ingresos en otros sectores. Sin embargo, también vemos en todos los escenarios que exploramos en este estudio que los exportadores actuales (incluidos Bolivia y Trinidad y Tobago) siguen exportando, aunque en volúmenes decrecientes, tanto a los mercados de la región (Bolivia) como a los mercados mundiales de GNL (Trinidad y Tobago). Por lo tanto, sugerimos que se gestione la disminución de estos activos, incluyendo la alineación de los ingresos restantes de las exportaciones con la transición a largo plazo hacia un sistema energético descarbonizado.

También observamos que el gas natural se elimina progresivamente de los sectores de generación de energía y residencial en América Latina y el Caribe, lo que significa que la inversión generalizada en redes de distribución de gas natural a menor escala quedaría bloqueada en nuestros escenarios coherentes con el calentamiento de 2 °C y Por debajo de 2 °C. Si bien estas reflexiones se centran en América Latina y el Caribe, pueden ser de interés para otros productores de gas de todo el mundo.

## Agradecimientos

Este proyecto fue financiado por el Programa de Trabajo Económico y Sectorial (RG-K1447) del BID. Agradecemos a Luis Alejos y a Guy Edwards (división de gestión fiscal), a Michelle Hallack (división de energía), a Carlos Sucre (departamento de infraestructura), y a un evaluador anónimo por sus útiles comentarios y opiniones. Traducción al castellano por Adriana Cantor.

## Referencias

- Bataille, Christopher, Henri Waisman, Yann Briand, Johannes Svensson, Adrien Vogt-Schilb, Marcela Jaramillo, Ricardo Delgado, et al., 2020. Rutas de descarbonización profunda en América Latina: Desafíos y oportunidades. Banco Interamericano de Desarrollo.  
<http://dx.doi.org/10.18235/0002717>
- BID y DDPLAC. “Cómo llegar a cero emisiones netas: Lecciones de América Latina y el Caribe.” Inter-American Development Bank and Deep Decarbonization Pathways for Latin America and the Caribbean, December 2019. <https://doi.org/10.18235/0002024>.
- Binsted, Matthew, Gokul C. Iyer, James (Jae) Edmonds, Adrien Vogt-Schilb, Ricardo Arguello, Angela Cadena, Ricardo Delgado, et al., 2019. “Implicaciones del Acuerdo de París sobre activos abandonados en América Latina y el Caribe.” Banco Interamericano de Desarrollo.  
<http://dx.doi.org/10.18235/0001803>
- BP, 2020. Statistical Review of World Energy 2020.
- BP, 2021. Statistical Review of World Energy 2021.
- Brandt, A. R. et al., 2014. Methane Leaks from North American Natural Gas Systems, *Science* 343, 733–735.
- Brown, S. P., Krupnick, A. & Walls, M. A., 2009. Natural gas: a bridge to a low-carbon future. RFF Issue Brief 09–11. Resources for the Future, Washington, DC.
- Chavez-Rodriguez, M.F., 2016. A long-term outlook for natural gas in the Southern Cone: outcomes from the TIMES-ConoSur model. Doctoral Thesis.
- Coffin, Mike, Axel Dalman, and Andrew Grant. “Beyond Petrostates: The Burning Need to Cut Oil Dependence in the Energy Transition. 2021.” Carbon Tracker Initiative, 2021.



- Davis S.J. & Shearer C., 2014. Climate change: a crack in the natural-gas bridge, *Nature*, 514, pp. 436-437. [10.1038/nature13927](https://doi.org/10.1038/nature13927)
- Delgado, Raul, Huáscar Eguino, and Aloisio Lopes. “Política fiscal y cambio climático: experiencias recientes de los ministerios de finanzas de América Latina y el Caribe.” Banco Interamericano de Desarrollo, 2021.
- Energy Chamber of Trinidad and Tobago, 2016. <https://energynow.tt/blog/trinidad-tobago-gas-reserves-and-resources-making-sense-of-the-numbers>
- Erickson, P., Lazarus, M. & Piggot, G., 2018. Limiting fossil fuel production as the next big step in climate policy. *Nat. Clim. Chang.* 8, 1037–1043.
- Ernst & Young, 2017. Global oil and gas tax guide 2017.
- Ernst & Young, 2019. Global oil and gas tax guide 2019.
- Federation of Industries of the State of Rio de Janeiro, 2018. <https://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2°C908A8F6428CF4C01643C2E04D30F1C>
- González-Mahecha, E., Lecuyer, O., Hallack, M., Bazilian, M. & Vogt-Schilb, A., 2019. Las emisiones comprometidas y el riesgo de activos abandonados en el sector eléctrico de América Latina y el Caribe. Banco Interamericano de Desarrollo. <http://dx.doi.org/10.18235/0001827>
- Howarth, Robert W. “A Bridge to Nowhere: Methane Emissions and the Greenhouse Gas Footprint of Natural Gas.” *Energy Science & Engineering* 2, no. 2 (2014): 47–60. <https://doi.org/10.1002/ese3.35>.
- Huxham, Matthew, Muhammed Anwar, and David Nelson. “Understanding the Impact of a Low Carbon Transition on South Africa.” Climate Policy Initiative (CPI), 2019. <https://www.climatepolicyinitiative.org/publication/understanding-the-impact-of-a-low-carbon-transition-on-south-africa/>
- Huxham, Matthew, Muhammed Anwar, Eoin Strutt, and David Nelson. “Understanding the Impact of a Low Carbon Transition on Uganda’s Planned Oil Industry.” Climate Policy Initiative (CPI), 2020. <https://www.climatepolicyinitiative.org/publication/understanding-the-impact-of-a-low-carbon-transition-on-ugandas-plannedoil-industry/>
- IEA Natural Gas Information, 2019. <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/4d2f3232-en.pdf?expires=1606847880&id=id&accname=ocid195693&checksum=CDC1FAF63B24A3732F2ADCD3511B093D>
- IEA, 2019. Market Report Series: Gas 2019. International Energy Agency.
- IEA, 2019. World Energy Outlook 2019. International Energy Agency.
- IEA, 2021a. Renewable Energy Market Update 2021. International Energy Agency.
- IEA, 2021b. Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector. International Energy Agency.
- Kerr, R.A., 2010. Natural gas from shale bursts onto the scene, *Science*, 328, pp. 1624-1626.
- Lempert, R.J., Popper, S.W., Bankes, S.C., 2003. Shaping the Next One Hundred Years: New Methods for Quantitative, Long-Term Policy Analysis.
- McGlade, C., 2013. Uncertainties in the outlook for oil and gas. Dr. thesis, UCL (University College London). 329.

- McGlade, C., Bradshaw, M., Anandarajah, G., Watson, J. & Ekins, P., 2014. A Bridge to a Low-Carbon Future ? Modelling the Long-Term Global Potential of Natural Gas - Research Report. UKERC: London.
- McGlade, Christophe, and Paul Ekins. "The Geographical Distribution of Fossil Fuels Unused When Limiting Global Warming to 2 °C." *Nature* 517, no. 7533 (January 8, 2015): 187–90. <https://doi.org/10.1038/nature14016>.
- McGlade, Christophe, Steve Pye, Paul Ekins, Michael Bradshaw, and Jim Watson. "The Future Role of Natural Gas in the UK: A Bridge to Nowhere?" *Energy Policy* 113 (February 1, 2018): 454–65. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.022>.
- O'Neill, B. C. et al., 2014. A new scenario framework for climate change research: The concept of shared socioeconomic pathways. *Clim. Change* 122, 387–400.
- OECD et al., 2020. Revenue Statistics in Latin America and the Caribbean 2020. OECD Publishing, Paris. <https://doi.org/10.1787/68739b9b-en-es>
- OIES, 2017. Challenges to the Future of Gas: unburnable or unaffordable?.
- OLADE, 2019. Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe. Organización Latinoamericana de Energía.
- Olhoff, Anne, and John M. Christensen, 2020. "Emissions Gap Report 2020".
- PEMEX, 2015. Hydrocarbon Reserves of Mexico as of January 1 , 2015. 1–21.
- Peña Balderrama, J.G. et. al., 2018. <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/10/2738/pdf>
- Pye, S. et al., 2020. The TIAM-UCL Model (Version 4.1.1) Documentation.
- Pye, S., Bradley, S., Hughes, N., Price, J., Welsby, D. & Ekins, P., 2020. An equitable redistribution of unburnable carbon. *Nat. Commun.* 11, 1–9.
- Rogelj, J. et al., 2018. Scenarios towards limiting global mean temperature increase below 1.5 °c. *Nat. Clim. Chang.* 8, 325–332.
- SEC, 2019. Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. Series A Shares, including Series A Shares represented by American Depositary Shares <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1762506/000119312519188268/d668730df1.htm>.
- Solano-Rodríguez, B., Pye, S., Li, Pei-Hao, Ekins, P., Manzano, O. and Vogt-Schilb, A., 2021. "Implications of Climate Targets on Oil Production and Fiscal Revenues in Latin America and the Caribbean." *Energy and Climate Change*, May 8, 2021, 100037. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2021.100037>.
- Shearer, Christine, Dan Tong, Robert Fofrich, and Steven J. Davis. "Committed Emissions of the U.S. Power Sector, 2000–2018." *AGU Advances* 1, no. 3 (2020): e2020AV000162. <https://doi.org/10.1029/2020AV000162>.
- SEI, IISD, ODI, E3G, and UNEP, 2021. The Production Gap: Governments' planned fossil fuel production remains dangerously out of sync with Paris Agreement limits. <http://productiongap.org/2021report>
- Van Vuuren, D. P. et al., 2014. A new scenario framework for Climate Change Research: Scenario matrix architecture. *Clim. Change* 122, 373–386.

Welsby, D., 2019. Working Paper: Modelling natural gas resource uncertainties and regional gas markets : a review of current models and an introduction to a new field-level gas production and trade model. Report 1–105.

Welsby, D., forthcoming. Modelling uncertainty in global gas resources and markets.

Winning, M. et al., 2019. Nationally Determined Contributions under the Paris Agreement and the costs of delayed action. *Clim. Policy* 19, 947–958.

World Bank, 2020. World development indicators, 2020.

<https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>

## Anexos

Los anexos técnicos se presentan a continuación en su versión original en inglés.

### Anexo 1. Modelling mechanisms in GAPTAP

This section discusses the modelling mechanisms in GAPTAP. GAPTAP is formed of three main modules: a long-term contract module, a domestic production module (which satisfies a section of regional consumption which is assumed to have to come from that regions' indigenous fields), and a trade competition module, where spot supply competes against other exporters on a spot market, as well as any residual contracted quantities. The equations laid out below form the mathematical foundations of GAPTAP, and are taken from the forthcoming thesis by Welsby.

#### Long term contracts

Equation 1 shows the formula used to generate cash flows for each contract. This provides a matrix of cash flows for each time (i.e. annual) and price iteration, for each contract.

$$CF(LTC_r)_{t,P(Contract)_i,a} = \frac{((FP_{a,t} * P(Contract)_i * (1 - TaxIncome_{c,t})) - (FP_{a,t} * FieldCost_a * Index_{c,t}) - (FP_{a,t} * VAROM_{c \rightarrow importer}) - (\frac{INVCost_{a,t=t+1}}{5})) * (1 - TaxProfit_{c,t})}{(1 + \delta_a)^t}$$

(Equation 1)

where,

$r$  = region

$t$  = time-period  $t$  running from 2015 to 2035 in annual time-slices (i.e.  $t=1:1:21 =$

2015:1:2035)

$a$  = contract  $a$

$FP_{a,t}$  = field/contract volume in time  $t$ , for  $FP_{a,t} = MaxLTC_a * MinACQ_a * BinaryLTC_{a,t}$

where,

$MaxLTC_a$  = maximum contracted quantity for contract  $a$

$MinACQ_a$  = minimum annual contracted quantity for contract  $a$ ,  $0 < MinACQ_a \leq 1$

$BinaryLTC_{a,t}$  = exogenous binary matrix with long-term contract duration (i.e. this tells the model when contracts start and end)

$P(Contract)_i$  = contract price input/iteration  $i$ , where  $i=1:1:21$

$TaxIncome_{c,t}$  = tax-take on production income/revenue (e.g. royalties) from fiscal regime of

country  $c$  in time  $t$

$FieldCost_a$  = field cost for field  $a$

$Index_{c,t}$  = additional indexation mark-up on contract price, e.g. from oil indexation.

$VAROM_{c \rightarrow importer}$  = cost of trade (transportation cost for pipeline, unit investment cost plus shipping for LNG)

$INVCost_{a,t}$  = investment cost for pipeline (altered with a cost of capital assumption), with a five-year time-lag (i.e. assume the pipeline is paid off over five years and investment costs start five years before gas flow begins)

$TaxProfit_{c,t}$  = tax-take on profit stream from fiscal regime of country  $c$  in time  $t$

$\delta_a$  = discount rate for specific field/contract/project  $a$

$CF(LTC_r)_{t,P(Contract)_i,a}$  = output cash flow matrix ( $t \times P(Contract)_i$ ) for each contract  $a$  in region  $r$

The net present value vector for each contract is calculated by summing cash flows across the contract lifetime, for each price iteration  $P(Contract)_i$ , as shown in Equation 2.

$$NPV(LTC)_a = \sum_{t=start(a_t)}^{end(a_t)} CF(LTC_r)_{t,P(Contract)_i,a}$$

(Equation 2)

where,

$t$  = time-period

$end(a_t)$  = end period of contract

$start(a_t)$  = start period of contract (or start of CAPEX for pipeline infrastructure)

$CF(LTC_r)_{t,P(Contract)_i,a}$  = cash flow in time  $t$ , price iteration  $P(Contract)_i$ , for contract  $a$  in region  $r$  (output matrix from Equation 1)

$NPV(LTC)_a$  = net present value for each contract  $a$  summed through the whole contract lifetime. Therefore,  $NPV(LTC)_a$  is a  $1 \times P(Contract)_i$  vector

For each contract, the sum of each contracts cash flow matrix which generates positive net present value across its lifetime yields the output price for that contract. For example, if  $NPV(LTC)_a$  is a vector of summed cash flow matrices through a project lifetime and each column represents the price iteration  $P(Contract)_i$ , then the column where  $NPV(LTC)_a > 0$  yields the output price (a scalar) for each contract. Equation 3 shows the calculation of each contract marginal output price.

$$P(Contract)_a = length(NPV(LTC)_a < 0) + 1$$

(Equation 3)

where,

$NPV(LTC)_a$  = net present value of summed cash flows from Equation 2

$length(NPV(LTC)_a < 0)$  = length of the vector  $NPV(LTC)_a$  for which the NPV is negative, i.e. to the margin of turning positive. Therefore adding 1 to this vector length identifies the price at which  $NPV(LTC)_a$  turns positive through its lifetime.

$P(Contract)_a$  = scalar long-term contract price output for field/contract  $a$ , equal to the marginal price which brings the field online (i.e. generates a positive NPV when summed across the contract life-time)

Whilst the assumption of a singular contract price output is a simplification, it reflects the fact that contracts are often signed with an assumed break-even price across the contract duration. For example, a long-term contract project involving a pipeline may well yield negative cash flows in the first years when the capital expenditure is being amortised, however across the lifetime of the project, the output contract price yields a positive NPV. Additionally, because the initial run of the long-term contract module is 'fixed', in the sense that there is an exogenous assumption of both the duration of contracts and that an importing country must take at least the minimum quantity in each year of the contract, allowing the entire module to run through the modelling period to output the marginal contract price first can be justified.

The scalar price output ( $P(Contract)_a$ ) is then multiplied by a binary matrix depending on whether the contract is in place in each year. These marginal prices (i.e. the price at which NPV becomes positive) are then used to generate a regional price output. Additionally,  $P(Contract)_a$  is used to estimate government revenue from each contract.

$$WP_{a,t} = \frac{FP_{a,t}}{\sum_{a=1}^n FP_{a,t}}$$

(Equation 4)

where,

$FP_{a,t}$  = contract  $a$  volume in time period  $t$

$n$  = total number of contracts in each region

$WP_{a,t}$  = weighted share of contract  $a$  in time period  $t$ , where  $WP_{a,t} < 1$ , ( $a \times t$  matrix)

Equation 5 then shows how an aggregated regional long-term contract price is derived, by summing the marginal price of each contract ( $P(Contract)_a$ ) multiplied by its share of total contracts into each region, in each year.

$$Price(LTC_r)_t = \sum_{a=1}^n P(Contract)_a * WP_{a,t}$$

(Equation 5)

where,

$P(Contract)_a$  = scalar long-term marginal contract price output for field/contract  $a$  from Equation 3

$n$  = total number of contracts  $a$  in each region  $r$

$WP_{a,t}$  = weighted production share of regional total of contract  $a$  in time period  $t$ , where  $WP_{a,t} < 1$ , ( $a \times t$  matrix)

$Price(LTC_r)_t$  = weighted contracted price output in time-period  $t$  for region  $r$ , ( $1 \times t$  vector)

### Domestic production

The cash flow equation assigned to each domestic gas field is shown in Equation 6, incorporating several parameters. This generates a matrix of cash flows in each year and for each price iteration, for individual gas fields.

$$CF(Domestic_r)_{t,P(Domestic)_i,a} = \frac{((FP_{a,t} * P(Domestic)_i * (1 - TaxIncome_{c,t})) - (FP_{a,t} * (FieldCost_{a,t} - Subsidy_{c,t}))) * (1 - TaxProfit_{c,t})}{(1 + \delta_a)^t}$$

(Equation 6) where,

$r$  = region

$t$  = time  $t$

$P(Domestic)_i$  = input price iteration

$a$  = field/project  $a$

$FP_{a,t}$  = production from field  $a$  in time  $t$ , for  $FP_{a,t} = FP_{a,t} * BinaryDomestic_{a,t}$

where,

$FP_{a,t}$  = production from field  $a$  in time  $t$

$BinaryDomestic_{a,t}$  = endogenously generated binary matrix which determines whether the field is producing (1) or not producing (0)

Therefore, taking the full  $a \times t$  matrix of  $FP_{a,t}$  and  $BinaryDomestic_{a,t}$ , the Hadamard Product (element-wise) can be used for the two matrices of the same size, where the product of each element yields:

$$[FP \cdot BinaryDomestic]_{i,j} = FP_{i,j} \cdot BinaryDomestic_{i,j}$$

for,  $1 \leq i \leq a$ ,  $1 \leq j \leq t$

$TaxIncome_{c,t}$  = tax-take on production revenue (e.g. royalties) for country  $c$  in time  $t$

$FieldCost_{a,t}$  = field cost for field  $a$  in time  $t$

$Subsidy_{c,t}$  = subsidy for country  $c$  in time  $t$

$TaxProfit_{c,t}$  = tax-take on profit stream from fiscal regime of country  $c$  in time  $t$

$\delta_a$  = discount rate for specific field/contract/project  $a$

$CF(Domestic_r)_{t,P(Domestic)_i,a}$  = output cash flow matrix ( $t \times P(Domestic)_i$ ) for each field/project  $a$  in region  $r$

The net present value vector of each domestic field is calculated by summing cash flows from the year the field is bought online up to the iteration of  $t$ , for each price iteration  $P(Domestic)_i$ , as shown in Equation 7.

$$NPV(Domestic)_a = \sum_{t=start(a_t)}^t CF(Domestic_r)_{t,P(Domestic)_i,a}$$

(Equation 7)

where,

$t$  = time-period

$start(a_t)$  = initial production start year

$CF(Domestic_r)_{t,P(Domestic)_i,a}$  = cash flow in time  $t$ , price iteration  $P(Domestic)_i$ , for field  $a$  in region  $r$  (output matrix from Equation 6)

$NPV(Domestic)_a$  = net present value for each field  $a$  summed through the producing lifetime up to  $t=t$ . Therefore,  $NPV(Domestic)_a$  is a  $1 \times P(Domestic)_i$  vector

Unlike the LTC module where the NPV for each contract is assessed by iterating through all years, in the domestic module the iteration through time is only up to year  $t$ . For each field, the sum of cash flows which generates positive net present value from the initial production year up to the iteration of year  $t$  yields the marginal output price for that field in that year. For example, if  $t=6$  (i.e. 2020),  $NPV(Domestic)_a$  is a vector of summed cash flows from the year production started through to year  $t=6$  (i.e. 2020). Therefore, the column of the vector  $NPV(Domestic)_a$  where  $NPV(Domestic)_a > 0$  yields the output price (a scalar) for the field in 2020, considering cash flows 2015 to 2020. This means that unlike the long-term contract calculation of prices, some degree of asymmetric information is assumed in the domestic module. This is particularly important for scenarios where subsidies are removed from the cash flow equation, or tax/cost sensitivities are conducted to quantify uncertainties in demand responses and overall price level changes. The marginal output price for each field, in each year, is shown in Equation 8 (a) and (b)

$$P(Domestic)_a = \text{length}(NPV(Domestic)_a < 0) + 1$$

(Equation 8 (a))

$$P(Domestic)_{a,t} = P(Domestic)_a \cdot BinaryDomestic_{a,t}$$

(Equation 8 (b))

where,

$NPV(Domestic)_a$  = net present value of summed cash flows from Equation 6

$\text{length}(NPV(Domestic)_a < 0)$  = length of the vector  $NPV(Domestic)_a$  for which the NPV is negative, i.e. to the margin of turning positive. Therefore adding 1 to this vector length identifies the price at which  $NPV(Domestic)_a$  turns positive up to year  $t$ . Because each time-period  $t$  is assessed in turn (rather than looping through the model horizon as with the 'fixed' LTC module), the scalar parameter  $\text{length}(NPV(Domestic)_a)$  can change between years.  $P(Domestic)_a$  = scalar price output for field  $a$ , equal to the marginal price which brings the field online (i.e. generates a positive NPV when summing cash flows up to year  $t$ )

$BinaryDomestic_{a,t}$  = endogenously generated binary matrix which determines whether the field is producing (1) or not producing (0).

$P(Domestic)_{a,t}$  = matrix of marginal output prices for field  $a$  in time period  $t$ , with  $P(Domestic)_a$  the sum of cash flow up time period  $t$

Therefore  $P(Domestic)_{a,t}$  is the matrix of marginal prices for each gas field  $a$  in time period  $t$ , with  $P(Domestic)_{a,t}$  calculated from summed cash flows up to time  $t$ , rather than the whole project lifetime as with the LTC module. GAPTAP therefore incorporates imperfect information into the price clearing algorithm in the domestic module.

Unlike the LTC module, where the importing country is assumed to be a price-taker and therefore each field runs through the pricing iteration loop independent of any demand response, in the domestic module, demand responds as the price iterates upwards, as shown in Equation 9.

$$ConsumptionElastic_{r,t} = ConsumptionDomestic_{r,t} * (Elasticity_r)^{P(Domestic)_{a,t}}$$

(Equation 9)

where,

$ConsumptionDomestic_{r,t}$  = initial consumption demand to be met by indigenous production in region  $r$  and time period  $t$

$Elasticity_r$  = short-term elasticity, expressed as a percentage,  $1+PED$  (i.e. assuming  $PED$  is negative)

$P(Domestic)_{a,t}$  = marginal price which brings field  $a$  online from Equation 8. Therefore, the **maximum elastic response** to demand will be the marginal price which brings all required fields online.

$ConsumptionElastic_{r,t}$  = domestic consumption once elastic response has been calculated in each year as price iterates upwards to bring sufficient supply online, in region  $r$  and time period  $t$

Field level production in time  $t$  is therefore summed, with additional supply bought online if necessary, until the condition in Equation 10 is met; that is the price iteration runs through the fields for each time  $t$  until:

$$ConsumptionElastic_{r,t} \leq \sum_{a=1}^n FP_{a,t}$$

(Equation 10) where,

$ConsumptionElastic_{r,t}$  = altered domestic consumption taking into account demand response to price changes (output of Equation 9)

$FP_{a,t}$  = production from gas field  $a$  in time  $t$

$n$  = number of fields required to satisfy the inequality (i.e. until supply is greater than or equal to  $ConsumptionElastic_{r,t}$ )

Therefore, the  $n^{th}$  field is that which, when summed with the outputs of fields  $1:1:n-1$ , brings supply into equilibrium with  $ConsumptionElastic_{r,t}$  (i.e. the adjusted domestic consumption figure generated in Equation 9). The following numerical example is intended to provide a simplistic indication of the above formula:

$ConsumptionDomestic_{r,t} = 1000$  units

$Max(P(Domestic)_{a,t}) =$  maximum domestic field marginal price output for fields  $1:1:n = 10$

Short-run PED = -0.0017 (DECC, 2016)

$Elasticity_{r,t} = (1 + (-0.0017))$

$ConsumptionElastic_{r,t} = 1000 * (1 + (-0.0017))^{10} = 983.13$  units

Whilst GAPTAP sequentially brings gas fields online in the domestic module until the inequality in Equation 10 is satisfied, some key additional constraints/features are included:

1. As GAPTAP iterates through the price required to bring fields online, an additional condition in the algorithm allows the model to 'skip' through the production matrix in each year and bring lower cost fields online, under the following conditions:
  - Production in time  $t-1$  was zero. In short this is to stop GAPTAP 'dropping' field production as the price clearing algorithm iterates to bring supply and demand into equilibrium
  - If the marginal price to develop field  $a$  is greater than the prevailing regional marginal price in the previous time-period
  - There is sufficient supply from lower cost fields to meet  $ConsumptionElastic_{r,t}$  (i.e. meet the condition in Equation 10)
2. GAPTAP determines which fields are available for domestic markets and which are potentially isolated. Each gas field in the domestic production matrix is assigned a value (0, 1, 2):
  - If field  $a = 0$ , then that field can only contribute to domestic (indigenous) consumption.
  - If field  $a = 1$ , then the model decides whether the field supplies the domestic market (if there is still residual demand), or if the field can be used for export volumes.
  - If field  $a = 2$ , then the field can only supply export quantities and cannot be used for the domestic market. A key example is the residual production capacity from the Yamal LNG fields (i.e. after long-term contracts have been satisfied), which are not connected to Russian domestic gas networks and therefore any remaining volumes are assumed to be available for exports on spot markets.

Related to the points above and as mentioned previously, GAPTAP generates an endogenous binary matrix for each region indicating whether a field is supplying to the domestic market or not (parameter  $BinaryDomestic_{a,t}$  from Equation 6 and 8). An additional binary matrix is created to 'shadow'  $BinaryDomestic_{a,t}$  indicating which fields are available to supply the trade module, i.e. identify residual field supply. This parameter, which will be referred to as  $BinaryDomesticResidualSpot_{a,t}$ , in combination with  $BinaryDomestic_{a,t}$ , allows GAPTAP to track field production profiles, particularly if fields are switching between supplying the domestic market and spot supply in the trade module. Therefore, fields assigned  $a = 2$  (in point 2 above), automatically have production volumes available in the trade module, whilst fields assigned  $a = 1$  can supply the trade module assuming  $BinaryDomestic_{a,t} = 0$ .

Combining Equation 8-10, Equation 11 (a) and (b) shows the construction of a weighted marginal price for the domestic module of each region in GAPTAP. As with the construction of a weighted price in the long-term contract module, the contribution of individual fields to total regional supply is first weighted.

$$WP_{a,t} = \frac{FP_{a,t}}{\sum_{a=1}^n FP_{a,t}}$$

(Equation 11 (a)) where,

$FP_{a,t}$  = production from gas field  $a$  in time  $t$

$n$  = number of fields required to satisfy the inequality in Equation 10



$WP_{a,t}$  = weighted contribution of each field to summed field-level production which brings supply into equilibrium with  $ConsumptionElastic_{r,t}$

The weighted contribution from each field to total domestic supply is then multiplied by the marginal output price derived in Equation 8 for each field  $a$  and time-period  $t$ . These are then summed to generate a weighted marginal output price for the domestic supply module for each region.

$$Price(Domestic_r)_t = \sum_{a=1}^n P(Domestic)_{a,t} \cdot WP_{a,t}$$

(Equation 11 (b))

where,

$n$  = number of fields required to satisfy Equation 10, i.e. summed field- supply  $\geq ConsumptionElastic_{r,t}$

$WP_{a,t}$  = weighted contribution of each field to summed field-level production which brings supply into equilibrium with  $ConsumptionElastic_{r,t}$

$P(Domestic)_{a,t}$  = matrix of marginal output prices for field  $a$  in time period  $t$  from Equation 8.

$P(Domestic)_{a,t} \cdot WP_{a,t}$  = element-wise multiplication of matrices using Hadamard product

$Price(Domestic_r)_t$  = summed weighted marginal price across all fields contributing to the domestic supply module, for region  $r$  in time  $t$  (i.e. generating a 1 x21 vector)

### Trade competition (spot) module

Equations 12 shows the calculation of cash flows for each year and price iteration for fields providing feedstock gas into the spot supply module for each region.

$$CF(Spot_r)_{t,P(Spot)_{i,a}} = \frac{((FP_{a,t} * P(Spot)_i * (1 - TaxIncome_{c,t})) - (FP_{a,t} * FieldCost_{a,t})) * (1 - TaxProfit_{c,t})}{(1 + \delta_a)^t}$$

(Equation 12)

where,

$r$  = region

$t$  = time  $t$

$P(Spot)_i$  = input price iteration

$a$  = field/project  $a$

$FP_{a,t}$  = production from field  $a$  in time  $t$ , for  $FP_{a,t} = FP_{a,t} \cdot BinarySpot_{a,t}$

where,

$FP_{a,t}$  = production from field  $a$  in time  $t$ , with fields available determined by the shadow binary matrix  $BinaryDomesticResidualSpot_{a,t}$  mentioned in the previous section indicating where residual supply was available after fields have produced to satisfy domestic production requirements

$BinarySpot_{a,t}$  = endogenously generated binary matrix which determines whether the field is producing (1) or not producing (0).

Therefore, taking the full  $a \times t$  matrix of  $FP_{a,t}$  and  $BinarySpot_{a,t}$ , the Hadamard Product (element-wise) can be used for the two matrices of the same size, where the product of each element yields:

$$[FP \cdot BinarySpot]_{i,j} = FP_{i,j} \cdot BinarySpot_{i,j}$$

for,  $1 \leq i \leq a$ ,  $1 \leq j \leq t$

$TaxIncome_{c,t}$  = tax-take on production revenue (e.g. royalties) for country  $c$  in time  $t$

$FieldCost_{a,t}$  = field cost for field  $a$  in time  $t$

$TaxProfit_{c,t}$  = tax-take on profit stream from fiscal regime of country  $c$  in time  $t$

$\delta_a$  = discount rate for specific field/contract/project  $a$

$CF(Spot)_{t,P(Spot)_{i,a}}$  = output cash flow matrix ( $t \times P(Spot)_i$ ) for each field/project  $a$  in region  $r$

As with the domestic module, the net present value of each field with production capacity to supply to spot markets is calculated by summing cash flows from the year the field is bought online up to the iteration of  $t$ , for each price iteration  $P(Spot)_i$ , as shown in Equation 13.

$$NPV(Spot)_a = \sum_{t=start(a_t)}^t CF(Spot_r)_{t,P(Spot)_{i,a}}$$

(Equation 13) where,

$t$  = time-period

$start(a_t)$  = initial production start year

$CF(Spot_r)_{t,P(Spot)_i,a}$  = cash flow in time  $t$ , price iteration  $P(Spot)_i$ , for field  $a$  in region  $r$  (output matrix from Equation 12)

$NPV(Spot)_a$  = net present value for each field  $a$  summed through the producing lifetime up to  $t=t$ . Therefore,  $NPV(Spot)_a$  is a  $1 \times P(Spot)_i$  vector

The same process used in the domestic production module for generating marginal prices for each field, in each year, is used in the spot module, as shown in Equation 14 (a) and (b).

$$P(Spot)_a = length(NPV(Spot)_a < 0) + 1$$

(Equation 14 (a))

$$P(Spot)_{a,t} = P(Spot)_a * BinarySpot_{a,t}$$

(Equation 14 (b))

where,

$NPV(Spot)_a$  = net present value of summed cash flows from Equation 13

$length(NPV(Spot)_a < 0)$  = length of the vector  $NPV(Spot)_a$  for which the NPV is negative, i.e. to the margin of turning positive. Therefore adding 1 to this vector length identifies the price at which  $NPV(Spot)_a$  turns positive up to year  $t$ .

$P(Spot)_a$  = scalar price output for field  $a$ , equal to the marginal price which brings the field online (i.e. generates a positive NPV when summing cash flows up to year  $t$ )

$BinarySpot_{a,t}$  = endogenously generated binary matrix which determines whether the field is producing (1) or not producing (0). Introduced above in the derivation of Equation 12.

$P(Spot)_{a,t}$  = matrix of marginal output prices for field  $a$  in time period  $t$ , with  $P(Spot)_a$  the sum of cash flow up time period  $t$

Unlike the domestic production module where gas fields come online to meet the condition in Equation 10 (i.e. summed field production is at least equal to the elasticity altered demand from domestic fields), in the first iteration of the spot module where price indications are generated, Equation 15 constrains the volumes which each region can (initially) supply into the spot supply and trade competition module.

$$\sum_{a=1}^n FP_{a,t} \leq Capacity(Export)_{r,t}$$

(Equation 15)

where,

$CapacityExport_{r,t}$  = remaining export capacity in region  $r$  and time  $t$ , net export volumes from the long-term contract module

$FP_{a,t}$  = production from field  $a$  in time  $t$

$n$  =  $n^{\text{th}}$  field for which Equation 15 holds. If there is more surplus production capacity for the spot module than export infrastructure,  $n$  will be the last field for which Equation 15 holds.

The next step of the process is to generate a regional feedstock gas price for spot supply from each exporting region with residual production capacity left over after domestic supply requirements have been met. The same process used in the domestic module of weighting the marginal output price of each field based on its contribution to the total modular supply is used in the spot module. Therefore, Equation 16 (a) and (b) shows the derivation of a regional price for feedstock gas into the spot supply and trade competition module.

$$WP_{a,t} = \frac{FP_{a,t}}{\sum_{a=1}^n FP_{a,t}}$$

(Equation 16 (a))where,

$FP_{a,t}$  = production from gas field  $a$  in time  $t$

$n$  = number of fields available to supply gas for export on a spot basis, ensuring the inequality in Equation 15 is maintained

$WP_{a,t}$  = weighted contribution of each field to the potential regional supply of gas into spot markets, ensuring the inequality in Equation 15 is maintained

$$Price(Spot_r)_t = \sum_{a=1}^n P(Spot)_{a,t} * WP_{a,t}$$

(Equation 16 (b))

The weighted output spot price in Equation 16 (b),  $Price(Spot_r)_t$ , can be interpreted as the feedstock price for any natural gas sold on a spot market from exporting region  $r$ . For the United States in particular, feedstock gas for LNG exports are taken directly from natural gas hubs and therefore the price of spot LNG exports from the US is strongly related to the prevailing domestic price. However, in other regions, only certain fields can supply the spot module, reflecting a) residual production capacity at export projects predominantly satisfying long-term contracts and b) a lack of infrastructure to get gas from transmission systems to isolated export projects.

## Anexo 2. Fiscal regime set-up in GAPTAP

The fiscal regime of each country in GAPTAP is represented in a simplified way based largely on Ernst&Young (2017, 2019). Additionally, subsidy information is taken from the IEA's subsidy database for consumption and applied to individual fields in each country in order to artificially deflate the price required to bring the field online. The regime for each country in Latin America and the Caribbean in the model is shown in Table A1 and Table A2. A distinction is made between taxation on production streams and overall profit taxes. Additionally, production subsidies in the form of tax breaks for certain categories of projects (e.g. lower tax rates for deep-water projects in Trinidad and Tobago (see Table 2)) are also taken into account.

**Table A1. Assumptions for Latin America and the Caribbean country fiscal regimes: Fiscal regime formation**

Producer	Fiscal regime
<b>Argentina</b>	Concession and PSC
<b>Bolivia</b>	PSC
<b>Brazil</b>	Concession and PSC
<b>Colombia</b>	Concession
<b>Mexico</b>	Concession, PSC, Service Contracts
<b>Peru</b>	Concession and Service Contracts
<b>Trinidad and Tobago</b>	Concession and PSC
<b>Venezuela</b>	Concession

**Table A2. Assumptions for Latin America and the Caribbean country fiscal regimes: Taxes and subsidies**

Producer	Field	Revenue tax share (royalty per unit production)	Profit tax share
<b>Argentina</b>	Carina	0.12	0.30
<b>Argentina</b>	Loma de la Lata	0.12	0.30
<b>Argentina</b>	Ara-Canadon Alfa	0.12	0.30
<b>Argentina</b>	Ramos	0.12	0.30
<b>Argentina</b>	San Pedrito	0.12	0.30
<b>Argentina</b>	Neuquen_1-17	0.12	0.30
<b>Bolivia</b>	Margarita	0.12	
<b>Bolivia</b>	Sabalo	0.12	
<b>Bolivia</b>	Incahuasi x-1 ST	0.12	
<b>Bolivia</b>	Itau	0.12	
<b>Brazil</b>	Mexilhao	0.05-0.15	0.34
<b>Brazil</b>	Fazenda Cedro	0.05-0.15	0.34
<b>Brazil</b>	Guaricema	0.05-0.15	0.34
<b>Brazil</b>	Riachuelo	0.05-0.15	0.34
<b>Brazil</b>	1-RJS-587 (Urugua) <sup>10</sup>	0.05-0.15	0.34
<b>Colombia</b>	Chuchupa	0.048-0.25 <sup>11</sup>	
<b>Mexico</b>	Associated	Breakeven Price/102.85	
<b>Mexico</b>	Reynosa	0.2-0.3 <sup>12</sup>	
<b>Mexico</b>	Jose Colomo	0.2-0.3	
<b>Mexico</b>	Burgos_1-21	0.2-0.3	

<sup>10</sup> PSC's on 15% royalty levels, whereas concession royalties between 5-10%

<sup>11</sup> Based on production levels

<sup>12</sup> First four years of production at 30% and then lowered to 20%

Peru	Cashiriari	0.05-0.2 <sup>13</sup>	0.315
Peru	Pagoreni 1X	0.05-0.2	0.15
Peru	San Martin	0.05-0.2	0.30
Trinidad and Tobago	KK 4-2	0.13	0.35-0.5 <sup>14</sup>
Trinidad and Tobago	Red Mango	0.13	0.35-0.5
Trinidad and Tobago	Serrette	0.13	0.35-0.5
Venezuela	Santa Barbara	0.33	0.5
Venezuela	Perla	0.33	0.5
Venezuela	Yucal-Placer	0.33	0.5
Venezuela	Quiriquire	0.33	0.5
Venezuela	Patao	0.33	0.5
Venezuela	Mejillones	0.33	0.5

Additionally, Equation 17 provides an example of how tax revenues are calculated in GAPTAP, using the outputs from Appendix 1 including marginal prices and production volumes.

Equation 17 (a) and (b) therefore show total government tax revenue for each gas field in the domestic module, across the producing lifetime of each field in the domestic module. As with government revenue in the long-term contract module, a distinction is made between revenues on income and profit streams.

$$Tax(DomesticIncome_c)_a = \sum_{t=start(a_t)}^{end(a_t)} \frac{(P(Domestic)_{a,t} * FP_{a,t} * TaxIncome_{c,t})}{(1 + \delta_a)^t} \quad \text{(Equation 17 (a))}$$

$$Tax(DomesticProfit_c)_a = \sum_{t=(start(a_t))}^{end(a_t)} \frac{((FP_{a,t} * P(Domestic)_{a,t} * (1 - TaxIncome_{c,t})) - (FP_{a,t} * FieldCost_{a,t}) - (FP_{a,t} * Subsidy_{c,t})) * (TaxProfit_{c,t})}{(1 + \delta_a)^t} \quad \text{(Equation 17 (b))}$$

where,

$P(Domestic)_{a,t}$  = marginal price output for field  $a$  in time  $t$ , taken from Equation 8 (b)

$Tax(DomesticIncome_c)_a$  = total government tax revenue for country  $c$  from income stream of field  $a$ , forming an  $a \times 1$  vector

$Tax(DomesticProfit_c)_a$  = total government tax revenue for country  $c$  from total profit stream of field  $a$ , forming an  $a \times 1$  vector

Note: the notations for Equation 17 (a) and (b) are the same as Equation 6 in Appendix 1.

The arithmetic sum (i.e. addition of two vectors the same size) of Equation 17 (a) and (b) provides country-level revenue for each gas field supplying the domestic module.

<sup>13</sup> Based on production levels

<sup>14</sup> Profit tax levels for deep-water projects are lower end at 35% with the remaining projects on 50% profit tax rate