



Apuestas más arriesgadas, bolsillos más pequeños:

Cómo están gastando el dinero público las
empresas petroleras estatales en medio
de la transición energética

DAVID MANLEY, ANDREA FURNARO Y PATRICK R. P. HELLER

ENERO DE 2024



Natural Resource
Governance Institute

Contenido

Resumen	4
Introducción	6
Marco conceptual	9
Metodología	14
Resultados	18
Recomendaciones	28
Apéndice	34
Referencias	39

Mensajes clave

- A la espera de una lenta transición energética que se aleje de los combustibles fósiles, las empresas petroleras estatales (NOC por sus siglas en inglés) probablemente inviertan USD 1.8 billones en el desarrollo y la expansión de proyectos de petróleo y gas durante los próximos 10 años.
- Pero USD 425 000 millones –una cuarta parte de la inversión prevista por las NOC– no serán rentables si la demanda de petróleo cae a 55 millones de barriles por día, como prevé el Escenario de Compromisos Anunciados (APS por sus siglas en inglés) de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Esta constituye la porción de mayor riesgo de la cartera y se ha duplicado desde la invasión rusa a Ucrania.
- Las NOC solo se beneficiarán de alrededor de USD 1.2 billones de inversión –el 71 por ciento de la inversión total de estas empresas– si la humanidad no logra contener el aumento de la temperatura global por debajo de 1.5 °C, situación que conduciría al mundo a una catástrofe climática.
- Mientras las NOC hacen apuestas más arriesgadas, su nivel de deuda aumenta en algunas regiones. Entre 2011 y 2022, la deuda promedio con respecto al valor total de los activos de estas empresas en África Subsahariana, Medio Oriente y África del Norte, y América Latina, aumentó en un tercio.
- Los “bolsillos financieros” de los Gobiernos se están reduciendo. Entre 2011 y 2021, la deuda pública promedio como proporción del PIB se duplicó.
- Sin embargo, muchas NOC no han reconocido públicamente los crecientes riesgos de la transición energética. Estas empresas y sus Gobiernos deben analizar de qué manera pueden generar ingresos y energía suficientes para sus ciudadanos sin tener que hacer apuestas aún más arriesgadas con el dinero público.

Resumen

A medida que la transición energética se acelera y las finanzas de los Gobiernos se deterioran, las empresas petroleras estatales (NOC) están haciendo apuestas arriesgadas con la riqueza de sus países.

Dado que las NOC, al igual que el resto de la industria petrolera, esperan que la demanda de petróleo se mantenga alta, es probable que inviertan USD 1.8 billones en nuevos desarrollos *upstream* y ampliaciones de proyectos durante los próximos 10 años. Sin embargo, USD 425 000 millones de esta inversión probablemente no sean rentables si la demanda mundial de petróleo cae de los actuales 100 millones de barriles por día a 55 millones de barriles por día para el año 2050, en consonancia con el Escenario de Compromisos Anunciados (APS) de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Esto representa el doble de la inversión que estas empresas estaban planeando realizar en 2021, antes de la invasión rusa a Ucrania. Además, las NOC probablemente inviertan USD 1.2 billones en proyectos que solo alcanzarán su precio de equilibrio (*breakeven price*) si la humanidad no logra contener el aumento global de las temperaturas por debajo de 1.5 °C, lo que conduciría al mundo a una catástrofe climática.

Pero, incluso si la demanda se mantiene, el futuro para las NOC y sus Gobiernos no será el mismo de siempre. La quema continua de combustibles fósiles provocará mayores daños climáticos a la naturaleza, las sociedades y las economías: una caída del 13 al 29 por ciento en el PIB de los países que no forman parte de la OCDE para mediados de siglo. Nueve de las 10 economías más afectadas tienen NOC. Los Gobiernos deberían examinar de qué manera esto conduce a un aumento radical de la incertidumbre y pone en tela de juicio el papel de las NOC y el capital público que están invirtiendo.

Las NOC de China, Arabia Saudita, Rusia y Brasil son las que gastarán más. En particular, las NOC chinas y de otros países de la región Asia-Pacífico están aumentando de manera significativa sus inversiones en comparación con sus planes de hace dos años. En cambio, las NOC de América Latina, Eurasia y África Subsahariana están reduciendo sus inversiones.

Las NOC de África Subsahariana, Asia-Pacífico y Eurasia suelen ser las más expuestas al riesgo. Un tercio de todas las empresas petroleras estatales —incluidas Pertamina de Indonesia, NNPC de Nigeria y Pemex de México— invertirán más de un tercio de su cartera de inversiones en proyectos que ni siquiera alcanzarían su punto de equilibrio según las previsiones del Escenario de Compromisos Anunciados (APS) de la AIE: un escenario en el que los Gobiernos cumplen con sus compromisos climáticos para reducir la demanda de petróleo y gas. Algunas de las NOC más pequeñas se encuentran muy expuestas al riesgo: cuatro quintos de las carteras de inversiones de UNOC de Uganda y SHN de Camerún no lograrían alcanzar el punto de equilibrio según el APS.

La deuda de las NOC está en aumento en algunas regiones. Entre 2011 y 2022, la deuda promedio con respecto al valor total de los activos de las NOC se incrementó en un tercio en África Subsahariana, Medio Oriente y África del Norte, y América Latina.

La inversión de las NOC en activos riesgosos representa una gran parte de los presupuestos públicos, lo que tiene importantes consecuencias para la capacidad de los Gobiernos de financiar servicios públicos en el futuro. UNOC y NNPC tienen previsto invertir una cantidad equivalente a más del 30 por ciento del gasto anual de sus Gobiernos en proyectos que no alcanzarían el punto de equilibrio en el APS. QatarEnergy y ENH de Mozambique también están apostando cantidades importantes en relación con los presupuestos de sus Gobiernos, pero el hecho de que se centren en el gas podría reducir su exposición al riesgo.

Mientras el riesgo de inversión aumenta, los bolsillos financieros de los Gobiernos de las NOC se están reduciendo. Entre 2011 y 2021, la deuda promedio de los Gobiernos con NOC se duplicó como proporción del PIB. La deuda está aumentando en mayor medida en América Latina, Medio Oriente y África del Norte, y África Subsahariana. Al mismo tiempo, las NOC de estas tres regiones también se están endeudando más, sobre todo en América Latina y África Subsahariana. Si su próxima generación de inversiones no es rentable, las NOC requerirán de más apoyo en un momento en el que los Gobiernos tendrán menor capacidad de ofrecérselo.

Las NOC y sus Gobiernos deben reconocer y afrontar el riesgo de una fuerte caída de la demanda de petróleo y gas en las próximas décadas. La demanda de combustibles fósiles ha alcanzado su punto máximo en buena parte de la economía mundial, pero no está claro si la industria petrolera ha alcanzado un verdadero pico, al que seguirá una fuerte caída de la demanda, o si ha alcanzado una meseta estable con una demanda continua durante muchos años más. Sin embargo, cada vez hay más evidencia que sugiere que la transición energética que se aleja de los combustibles fósiles conducirá, primero, a una reducción de la demanda de petróleo y, luego, de la de gas. Esto significa que, incluso si la dirección de una NOC cree que su empresa se encuentra “a salvo” de la transición energética, es una mala práctica de gestión pública ignorar la posibilidad de un colapso pronunciado en la demanda mundial de petróleo y gas.

Los Gobiernos deben asegurar que la búsqueda de las NOC de generar ingresos y suministrar energía a los ciudadanos no se realice a costa de apuestas arriesgadas inmanejables que utilicen fondos públicos. Funcionarios de gobierno (incluidos los ministros de finanzas) y actores de la sociedad civil deberían examinar minuciosamente el uso que hacen las NOC del capital público, en especial en aquellos casos en los que la dinámica de la transición energética reduce aún más la capacidad financiera del Gobierno. La toma de decisiones no debe dejarse únicamente en manos de las NOC. Y si bien el sector privado puede asumir la función de compartir las inversiones de mayor riesgo con las NOC, los Gobiernos deberían aplicar fuertes impuestos a las operaciones de las empresas privadas.

Introducción

La transición energética global ofrece importantes oportunidades para gran parte de la humanidad, pero también genera riesgos.

Este informe se centra en la manera en que las empresas petroleras estatales (NOC) están cambiando su exposición a estos riesgos, y si sus Gobiernos tienen la suficiente capacidad financiera como para afrontar los riesgos que estas asumen.

Nos centramos en las NOC porque son responsables de la mitad de la producción mundial de petróleo y el 43 por ciento de la de gas; además, porque gestionan miles de millones de dólares de riqueza pública¹.

Asimismo, cuatro quintos de las NOC tienen su sede en países de ingresos medios y bajos cuyos Gobiernos dependen de las rentas procedentes del petróleo y el gas que producen las NOC. Este informe es una nueva versión de nuestra publicación de 2021 *Risky Bet: National Oil Companies in the Energy Transition*². En ese momento, nos preocupaba que un auge pospandémico resultara tanto en un auge a corto plazo de las inversiones de las NOC en petróleo y gas, como en una aceleración de la transición energética que, a largo plazo, impediría que muchas de estas inversiones alcanzaran su punto de equilibrio. Concluimos en dicho documento que las NOC estaban haciendo apuestas fuertes y arriesgadas en proyectos de petróleo y gas con el dinero de los ciudadanos: que USD 400 000 millones de los USD 1.7 billones en inversiones proyectadas entre 2021 y 2030 no alcanzarían su punto de equilibrio si la humanidad redujera la producción de petróleo y gas lo suficiente como para limitar el aumento de la temperatura global a 1.5 °C³.

Desde que publicamos dicho informe, los Gobiernos han levantado las restricciones impuestas por la pandemia y las fuerzas rusas han invadido Ucrania.

La crisis energética resultante, el elevado nivel de precios y las ganancias récord para la industria petrolera, así como las renovadas preocupaciones por la seguridad energética, han contribuido a alimentar las expectativas de las NOC y sus Gobiernos.

Sin embargo, la misma crisis energética también ha fomentado una mayor inversión en tecnologías de energía limpia, a tal punto que muchos observadores predicen ahora que la demanda de petróleo alcanzará su pico o punto máximo en algún momento de la presente década⁴. Pero divisar el “pico” no es lo mismo que saber qué tan pronunciada es la pendiente al otro lado. No está claro cuál es el tipo de montaña que ha escalado la industria petrolera: podría estar en la cima de un verdadero pico y enfrentarse a un descenso de pendiente pronunciada, o haber alcanzado una meseta estable con muchos años más de demanda de petróleo y gas por delante.

Por eso estamos analizando la exposición al riesgo de las empresas petroleras estatales. Las apuestas de las NOC por una demanda continuada podrían resultarles rentables, y sus ganancias son importantes dada la mala situación financiera de muchos de sus Gobiernos.

Sin embargo, las NOC están apostando enormes cantidades de capital público, y sus Gobiernos tienen cada vez menos capacidad para hacer frente a las posibles pérdidas; por lo tanto, es una mala práctica de gestión de las finanzas públicas ignorar la posibilidad de una fuerte caída en la demanda de petróleo.

1 Cálculo de los autores sobre la base de Rystad Energy UCube.

2 David Manley y Patrick R. P. Heller, *Risky Bet: National Oil Companies in the Energy Transition* [Apuesta arriesgada: las empresas petroleras estatales en la transición energética] (Natural Resource Governance Institute, 2021).

3 Hemos mejorado nuestros cálculos desde el primer informe de 2021, utilizando un conjunto diferente de escenarios de precios y demanda de petróleo y gas. Esto significa que los resultados de ambos informes no son comparables.

4 International Energy Agency, *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5°C Goal in Reach* [Hoja de ruta hacia el cero neto: un camino global para mantener el objetivo de 1.5 °C al alcance] (2023); BloombergNEF, *Electric Vehicle Outlook* [Perspectivas de los vehículos eléctricos] (2023).

Por desgracia, muy pocas de las 21 NOC que encuestamos recientemente han reconocido públicamente el riesgo de la transición energética, mientras que algunas confían en “planes de escape” que las eximirán de afrontar el riesgo. Solo dos de estas empresas han publicado evaluaciones detalladas sobre este riesgo o planes para mitigarlo⁵. Una de ellas es Pertamina de Indonesia, que declaró: “Junto con la transición energética que resuena continuamente a nivel mundial, se prevé que Pertamina [...] pierda alrededor del 50 por ciento de sus ingresos de aquí al año 2030 si la Empresa no responde de inmediato desarrollando otras fuentes de ingresos además de la energía de origen fósil [...]”⁶.

Esto concuerda con nuestros resultados de este informe, que muestran que Pertamina es la quinta NOC más expuesta al riesgo de la transición energética. Pero no debería ser la única preocupada por lo que la transición energética significa para sus negocios.

Dado que las decisiones de inversión de las NOC no siempre se toman ante la mirada atenta e informada del público, es necesario analizarlas cuidadosamente. Por ello, este informe examina de qué manera las NOC, sus Gobiernos y actores de la sociedad civil pueden reconocer plenamente el riesgo y tomar decisiones sobre cómo invertir de manera más sensata los fondos públicos.



Foto de Paranyu Pithayarungsarit para Getty

5 Andrea Furnaro y David Manley, *Facing the Future: What National Oil Companies Say About the Energy Transition* [Enfrentando el futuro: lo que dicen las empresas petroleras estatales sobre la transición energética] (Natural Resource Governance Institute, 2023).

6 Pertamina, *Annual Report 2022* [Reporte anual 2022] (2023), 5.



Las NOC están apostando enormes cantidades de capital público, y sus Gobiernos tienen cada vez menos capacidad para hacer frente a las posibles pérdidas; por lo tanto, es una mala práctica de gestión de las finanzas públicas ignorar la posibilidad de una fuerte caída en la demanda de petróleo.

Marco conceptual

Enfocar las inversiones de las NOC en el riesgo de la transición energética

El “riesgo de la transición energética” se refiere al impacto en las NOC y sus Gobiernos de una disminución a largo plazo en la demanda de petróleo y gas.

También existen otros riesgos relacionados. Las NOC pueden experimentar una reducción de su acceso a financiamiento externo (mediante socios de empresas petroleras internacionales [IOC por sus siglas en inglés]), accionistas no estatales, mercados de bonos corporativos y soberanos, y bancos). Las NOC también podrían heredar importantes costos de desmantelamiento cuando las IOC se desprendan de sus activos^{7,8,9}.

En este informe, en vez de analizar todos estos riesgos, nos centramos en el impacto de la disminución de la demanda en las inversiones de las NOC. Los otros temas que tratamos se relacionan estrechamente con las expectativas de los financistas sobre la demanda de petróleo y gas. Comprender las implicaciones de una disminución en la demanda también arroja luz sobre las finanzas y el desmantelamiento.

Nos centramos en el riesgo de la transición energética global, es decir, la disminución de la demanda mundial de petróleo y gas, ya que el mercado global determina la demanda y el precio de la mayoría de las ventas de las NOC e influye en los precios de los combustibles en la mayoría de los mercados nacionales. Incluso las NOC que venden principalmente en su mercado local, o

que aspiran a hacerlo, están expuestas al riesgo de la transición energética si los precios en esos mercados están influenciados por los precios globales del petróleo y el gas.

También nos centramos en cómo una disminución en la demanda puede afectar los rendimientos que las NOC obtienen de sus inversiones. Aunque existen diversos impactos adicionales (el más importante de los cuales es la disminución de los ingresos del Gobierno), nos centramos en las inversiones porque es el ámbito sobre el que las NOC y sus Gobiernos tienen más control. Las NOC pueden decidir si arriesgan el capital público, pero no pueden controlar los precios globales del petróleo y el gas, y, por tanto, no tienen control sobre la disminución de los ingresos del Gobierno.

Sin embargo, simplemente detener las inversiones de las NOC no es una decisión sencilla. Existen fuertes presiones sobre las NOC para que sigan invirtiendo. Algunos Gobiernos tienen la intención de acelerar el desarrollo de sus recursos subterráneos antes de que se reduzca la demanda de petróleo, y muchas NOC tienen el mandato de suministrar combustibles a sus mercados locales o de generar ingresos para sus Gobiernos¹⁰. Pero las NOC y sus Gobiernos deben sopesar dichos objetivos frente al hecho de que, al invertir miles de millones de dólares de capital público, aumentan la proporción de la riqueza de sus países que está expuesta al riesgo de la transición energética.

7 Los tres factores del riesgo de transición están relacionados con lo que el Task Force in Climate-Related Disclosure (Grupo de Trabajo sobre la Divulgación de Información Financiera Relacionada con el Clima) describe como los cuatro aspectos principales del riesgo de transición: riesgos regulatorios, tecnológicos, de mercado y de reputación. El riesgo de transición es equivalente al término “riesgo de activos varados”, aunque, como sostenemos, existe una diferencia en cómo debe aplicarse este concepto a las inversiones de capital público. ClimateWise, *Transition risk framework. Managing the impacts of the low carbon transition on infrastructure investments* [Marco para el riesgo de la transición. Gestión de los impactos de la transición a bajas emisiones de carbono en las inversiones en infraestructuras] (2019).

8 Angela Picciariello y Paasha Mahdavi, *Opportunity NOCs: How investors can jumpstart energy transitions in national oil companies* [La oportunidad llama a la puerta: cómo pueden los inversionistas impulsar las transiciones energéticas en las empresas petroleras estatales] (International Institute for Sustainable Development and the University of California, Santa Barbara, 2023).

9 Naadira Ogeer, *Oil and Gas Decommissioning Toolkit: Practical Guidance for Governments* [Caja de herramientas para el desmantelamiento de instalaciones de petróleo y gas: guía práctica para los Gobiernos] (Commonwealth Secretariat, 2022), 20.

10 Puede consultar las estrategias de Nigeria y Ghana en: Andrea Furnaro y David Manley, *Facing the Future* [Enfrentando el futuro].

La transición energética rápida aún es incierta, pero una posibilidad creciente

El riesgo de la transición energética no es un simple concepto académico. Una transición rápida podría salvar a la naturaleza y a la humanidad de una catástrofe. Pero también es una preocupación práctica creciente para la industria petrolera. A pesar de que las emisiones derivadas del uso de combustibles fósiles continúan en aumento, existen cada vez más evidencias de que la transición energética se encuentra en una trayectoria rápida que permite vislumbrar un pico en la demanda global de petróleo, gas y carbón¹¹.

En algunos lugares y sectores, ya se han alcanzado estos picos. Por ejemplo, en los países de la OCDE, el consumo de combustibles fósiles alcanzó su punto máximo en 2005¹². El uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad ya ha alcanzado su punto máximo en países que representan el 38 por ciento del uso global de electricidad¹³. Incluso en economías emergentes, los picos están a la vista: la NOC china Sinopec ha afirmado que la demanda de gasolina en China alcanzó su punto máximo en 2023 y que la demanda global de petróleo alcanzará su punto máximo en 2026^{14,15}.

Sin embargo, lo que importa no es el pico en sí, sino la pendiente del otro lado. Para examinar esta pendiente, debemos considerar escenarios. Los escenarios de la Agencia Internacional de Energía (AIE) están entre los más utilizados para evaluar el ritmo de la transición energética. A partir de extensos modelos de datos que ofrecen un marco estructurado para comprender posibles desarrollos en el sector energético, la AIE describe tres posibilidades¹⁶:

Escenario de Políticas Declaradas (STEPS por sus siglas en inglés). En este escenario, los Gobiernos no imponen nuevas políticas sobre el clima ni sobre la transición energética, sino que se basan en las políticas que ya se están implementando y desarrollando. La transición energética global es lenta y apenas contrarresta el crecimiento del consumo global de energía.

La demanda de petróleo prevista para el año 2050 es de 99 millones de barriles al día, similar a la producción global actual, mientras que la demanda de gas prevista es de 4.357 billones de metros cúbicos (bcm)¹⁷ al año, ligeramente superior a la de hoy. En este escenario, la humanidad no cumple con el límite de aumento de la temperatura global de 1.5 °C establecido en el Acuerdo de París, lo que resulta en un aumento de 2.5 °C por encima de la temperatura en la era preindustrial, con una probabilidad del 50 por ciento.

Escenario de Compromisos Anunciados (APS por sus siglas en inglés). En este escenario, los Gobiernos implementan todos sus compromisos relacionados con el clima, independientemente de si están incluidos en la legislación o las políticas. La transición energética global es rápida, por lo que la demanda de petróleo prevista para el año 2050 es de 55 millones de barriles al día y la demanda de gas, de 2.661 bcm¹⁸ al año. Este escenario es consistente con un aumento de temperatura de 1.7 °C, también con una probabilidad del 50 por ciento.

Escenario de Cero Emisiones Netas para 2050 (NZE). En este escenario, la humanidad cumple con el objetivo de temperatura establecido en el Acuerdo de París, por lo que el sector energético global alcanza las cero emisiones netas de CO₂ para el año 2050.

11 International Energy Agency, *Net Zero Roadmap* [Hoja de ruta hacia el cero neto].

12 Kingsmill Bond, *Decline and Fall: The Size and Vulnerability of the Fossil Fuel System* [Declive y caída: el tamaño y la vulnerabilidad del sistema de combustibles fósiles] (Carbon Tracker, 2020).

13 Chelsea Bruce-Lockhart, Nicola Fulghum y Dave Jones, *Half of the world is past a peak in fossil power* [La mitad del mundo ha superado el pico de energía fósil] (Ember, 2023).

14 Greg McMillan, "What 'peak oil' will mean for China" [Lo que el "pico del petróleo" significará para China], *Financial Times*, 27 de septiembre de 2023.

15 Colin McKerracher, "China Reaches Peak Gasoline in Milestone for Electric Vehicles" [China alcanza el pico de gasolina en un hito para los vehículos eléctricos], Bloomberg, 29 de agosto de 2023.

16 International Energy Agency, *World Energy Outlook 2022* [Perspectiva energética mundial 2022] (2022).

17 Es decir, 4 357 000 000 metros cúbicos.

18 Es decir, 2 661 000 000 metros cúbicos.

La transición energética es aún más rápida que en el escenario APS, por lo que la demanda de petróleo prevista para 2050 es de 22 millones de barriles al día, y la demanda de gas, de 1.159 bcm¹⁹ al año.

Las NOC y los Gobiernos deben considerar todos estos escenarios, pero las evidencias existentes, aunque distan mucho de ser definitivas, sugieren una probabilidad cada vez mayor de que la transición sea más rápida que en el escenario STEPS.

Las tecnologías de energía limpia están creciendo de manera exponencial

Una transición rápida es cada vez más probable porque, al parecer, las industrias de tecnologías limpias están siguiendo un modelo de crecimiento basado en una curva en forma de S. Al igual que en transiciones tecnológicas anteriores, las nuevas tecnologías que compiten contra una tecnología dominante crecen lentamente en un inicio, casi sin cambios perceptibles. Esto luego da paso a una expansión exponencial antes de que el crecimiento se estabilice en un nivel alto a medida que la nueva tecnología satura el mercado. En cambio, la tecnología dominante muestra la tendencia opuesta.

En muchas transiciones anteriores, ha aumentado la demanda tanto de la tecnología dominante como de las nuevas tecnologías. Esto es lo que está ocurriendo hoy con los combustibles fósiles y las tecnologías limpias. El factor clave que impulsa el crecimiento de las nuevas tecnologías es el rápido aprendizaje de las industrias, que crea un efecto de retroalimentación positiva. Más crecimiento conduce a más aprendizaje, costos más bajos, mercados más grandes y más crecimiento^{20,21}.

El grado en que las tecnologías limpias están siguiendo este modelo de crecimiento en forma de S y ganando cuota de mercado a expensas de los combustibles fósiles ha sorprendido continuamente a los principales analistas de la transición energética²². Sin embargo, la pregunta clave es cuánto tiempo durará esta etapa de crecimiento exponencial. El crecimiento a expensas de los combustibles fósiles podría ser mucho mayor, incluso teniendo en cuenta el aumento de la demanda de energía en Asia del Sur y África Subsahariana.

El futuro de la demanda de petróleo

Muchos sectores económicos utilizan productos derivados del petróleo crudo, entre ellos la aviación y el transporte marítimo. Sin embargo, el sector más importante para comprender el futuro de la demanda de petróleo es el mercado del transporte por carretera, ya que casi la mitad de todo el petróleo crudo se utiliza para la producción de combustibles para dicho sector²³.

El incremento en el número de vehículos eléctricos (VE) puede estar siguiendo un modelo de crecimiento en forma de S. La participación de los VE en las ventas globales de automóviles nuevos ha aumentado del 5 por ciento en 2020 al 18 por ciento en 2023²⁴. Las previsiones de los analistas sugieren que, para el año 2030, los VE constituirán entre el 40 y el 86 por ciento de las ventas, impulsados por la prohibición gubernamental de la venta de vehículos con motores de combustión interna²⁵. Mercados que representan aproximadamente la mitad de las ventas globales de vehículos de carretera cuentan con objetivos de este tipo para el año 2035 o antes²⁶.

19 Es decir, 1 159 000 000 metros cúbicos.

20 Arnulf Grübler, Nebojša Nakicenović y David G. Victor, "Dynamics of energy technologies and global change" [Dinámica de las tecnologías energéticas y cambio global], *Energy Policy*, 27, n.º 5 (1999).

21 Entre las transiciones energéticas pasadas ocurridas en el Reino Unido y los Estados Unidos de América, las tecnologías que permitieron pasar de los veleros a los barcos de vapor, de los caballos a los automóviles, del gas a la iluminación eléctrica, del vapor a la generación de electricidad y del carbón a la calefacción de gas, han seguido esta tendencia. Roger Fouquet, "Historical energy transitions: speed, prices and system transformation" [Transiciones energéticas históricas: velocidad, precios y transformación del Sistema], *Energy Research & Social Science*, 22 (2016).

22 Kingsmill Bond et al., *X-change: Cars: the end of the ICE age* [Cambio X: Automóviles: el fin de la era de los motores de combustión interna] (Rocky Mountain Institute, 2023).

23 International Energy Agency, *Oil total final consumption by sector, 1971-2018* [Consumo final total de petróleo por sectores, 1971-2018], última actualización el 27 de agosto de 2020.

24 International Energy Agency, *Net Zero Roadmap* [Hoja de ruta hacia el cero neto].

25 Kingsmill Bond et al., *X-change: Cars: the end of the ICE age* [Cambio X: Automóviles: el fin de la era de los motores de combustión interna], 16.

26 International Energy Agency, *Global EV Outlook 2023* [Perspectivas globales sobre VE 2023] (2023).

A pesar de este crecimiento en las ventas de automóviles nuevos, a los VE les tomará más tiempo desplazar el uso del petróleo en el transporte, ya que el parque total de automóviles actualmente en uso es el principal impulsor del consumo. Hasta el momento, los VE solo han desplazado 1.5 millones de barriles por día (mb/d) de la demanda de petróleo. Sin embargo, en el escenario de “Transición Económica” de BloombergNEF, considerado el más probable por Bloomberg, el 50 por ciento de la flota global de pasajeros será eléctrica para el año 2040²⁷.

Otro gran consumidor de petróleo crudo es la industria petroquímica, que utiliza cerca del 12 por ciento del petróleo crudo. En el escenario STEPS de la AIE, la demanda de petroquímicos crece de manera considerable hasta convertirse en el principal impulsor de la demanda mundial de petróleo, sumando casi 7 mb/d para 2050²⁸. Esta predicción ha recibido gran atención, pero un aumento de 7 mb/d está lejos de ser suficiente para contrarrestar la caída en el consumo de petróleo en otros ámbitos de la economía global, mientras que, en los escenarios APS y NZE, la demanda de petróleo para productos petroquímicos casi no aumenta.

El futuro de la demanda de gas

Muchas NOC buscan mantenerse en el negocio mediante su reconversión al gas, al que ven como un “combustible de transición”²⁹. El papel del gas difiere entre los países de altos ingresos con un consumo de energía estancado y los países de bajos ingresos con un consumo de energía en expansión. En los países de altos ingresos, los sistemas de energía utilizan cada vez más el gas en plantas “peaker” solo cuando la energía renovable variable no está disponible.

Con el gas relegado de esta manera, los países siguen necesitando generadores de energía impulsados por gas, pero tienen menos necesidad de gas en sí. En cambio, en los países de bajos ingresos, es probable que el gas proporcione más energía “base”, que suele constituir la mayor parte

del suministro³⁰. La demanda de gas en estos países podría mantenerse elevada durante algún tiempo.

Por otra parte, el gas no es tan limpio como algunos creen. La extracción y el uso del gas resultan en fugas de metano a la atmósfera. Si las fugas de gas que se producen antes de la combustión se encuentran entre un 3 y un 5 por ciento, entonces el gas es más perjudicial que el carbón en un horizonte de 20 años. Desafortunadamente, en muchos países, las fugas están por encima de este nivel³¹.

Estas ideas pueden haber contribuido a difundir la narrativa del “combustible de transición” en muchos países productores de petróleo y gas. Sin embargo, en el caso de la mayoría de las NOC analizadas para este informe, son las exportaciones, y no las ventas locales, las que determinan el riesgo de la transición energética.

No obstante, aunque los escenarios de la AIE sugieren una caída más lenta en la demanda de gas que en la de petróleo, esta aún predice una disminución en la demanda de gas con el tiempo. Mientras que el carbón y el gas generan la mayor parte de la electricidad a nivel mundial, el uso de energía renovable ha tenido avances significativos. Entre 2012 y 2022, los costos por megavatio hora de la energía eólica terrestre, la energía eólica marina, la energía solar y las baterías han caído un 57 por ciento, un 73 por ciento, un 80 por ciento y un 80 por ciento, respectivamente³².

La inversión en energías renovables también está en aumento y ha superado la inversión en generadores de gas: en 2022, los inversionistas gastaron 10 veces más en energía solar y energía eólica que en energía generada por gas³³. Es crucial destacar que este avance no se limita a las economías de altos ingresos, sino que también se está produciendo en muchas economías emergentes, como Chile, Namibia y Uruguay³⁴.

Todo esto significa que, aunque las NOC pueden encontrar un mercado local para su gas, no deben pasar por alto la creciente competencia de las energías renovables en sus mercados de exportación de gas.

27 BloombergNEF, *Electric Vehicle Outlook* [Perspectivas sobre vehículos eléctricos] (2023).

28 International Energy Agency, *The Future of Petrochemicals* [El futuro de los productos petroquímicos] (2018).

29 Andrea Furnaro y David Manley, *Facing the Future* [Enfrentando el futuro].

30 Aaron Sayne, *Framework for Countries Evaluating Gas-to-Power Pathways* [Marco para los países que evalúan las vías de conversión de gas en electricidad] (Natural Resource Governance Institute, 2022).

31 Karin Rives, “Natural gas use may affect climate as much as coal does if methane leaks persist” [El uso del gas natural puede afectar al clima tanto como el carbón si persisten las fugas de metano] *S&P Global Market Intelligence*, 27 de diciembre de 2021.

32 Kingsmill Bond *et al.*, *X-change: Electricity* [Cambio X: Electricidad] (Rocky Mountain Institute, 2023).

33 International Energy Agency, *World Energy Investment 2023* [Inversión mundial en energía 2023] (2023), 32.

34 Joel Jaeger, *These 8 Countries Are Scaling Up Renewable Energy the Fastest* [Estos ocho países son los que más rápido están ampliando su escala de energía renovable] (World Resources Institute, 2023).

Las cosas no se mantendrán “como de costumbre”

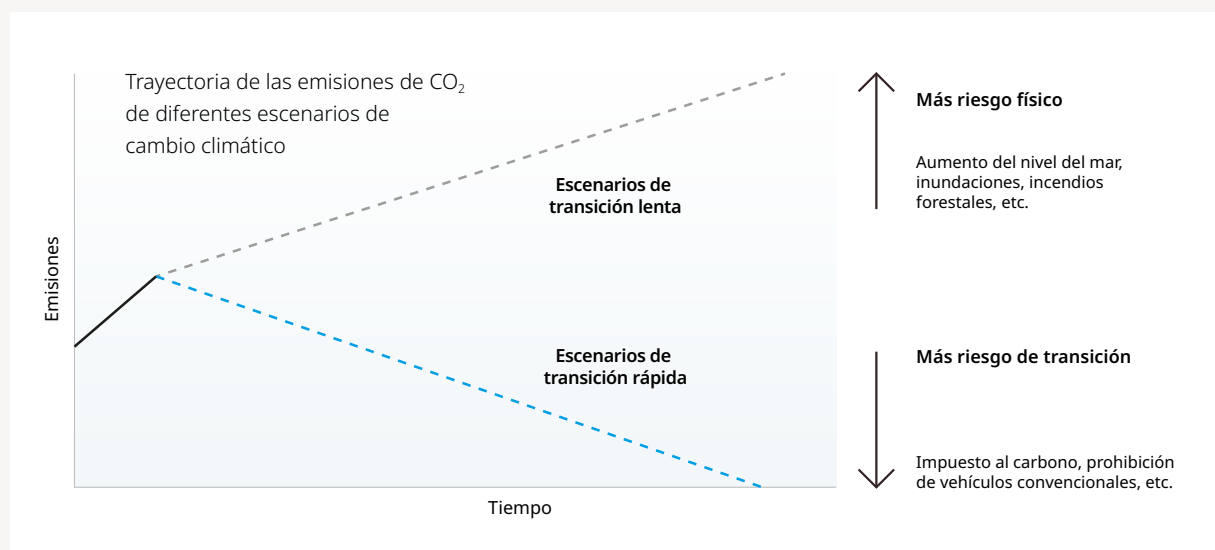
Mientras que un escenario de transición rápida, como el escenario APS o el escenario NZE, plantea riesgos financieros para las NOC y sus Gobiernos, una transición más lenta que se asemeje al escenario STEPS no necesariamente los favorece³⁵. No cumplir con los objetivos del Acuerdo de París probablemente conduciría a graves impactos climáticos en los países y en la economía mundial, desde una incapacidad cada vez mayor para producir suficientes alimentos o generar electricidad a partir de represas hidroeléctricas, hasta la perturbación de nuevas migraciones y la interrupción del comercio. El impacto económico será más fuerte en las regiones con menores ingresos.

Considerando un aumento de temperatura de 2.6 °C para mediados de este siglo (cerca a los 2.5 °C asumidos en el escenario STEPS), el Índice de Economía Climática del Swiss Re Institute estima una reducción del 8 por ciento del PIB para el año 2050 en los países de la OCDE en comparación con un mundo sin cambio climático, pero esta reducción sería del 13 por ciento en América del Sur, del 22 por ciento en Oriente Medio y África combinados, y del 29 por ciento en los países del Sudeste Asiático. Nueve de los 10 países más afectados según el índice operan con NOC³⁶. Por lo tanto, un futuro como el vislumbrado en el escenario STEPS plantea una difícil paradoja a los Gobiernos.

Por un lado, pueden recibir altos rendimientos de las inversiones de las NOC, pero, al mismo tiempo, enfrentan fuertes demandas para abordar el daño climático justo cuando sus bases impositivas se están reduciendo debido a los daños ocasionados por el clima. Las estimaciones de los costos anuales de adaptación para los países en desarrollo en su conjunto oscilan entre USD 75 000 y 300 000 millones al año³⁷. Además, debido a los trastornos económicos relacionados con el clima, es posible que la economía mundial no demande los 99 millones de barriles al día previstos en el escenario STEPS. La AIE no considera completamente esta disrupción económica en su modelación. Las temperaturas más altas pueden aumentar la demanda por servicios de enfriamiento, y los programas de adaptación al clima pueden requerir de energía obtenida parcialmente del petróleo y el gas. Sin embargo, la crisis económica derivada del cambio climático podría reducir la demanda de petróleo y gas³⁸.

De ahí que los Gobiernos no puedan confiar ni en la continuidad de la demanda de petróleo y gas ni en que las cosas se mantengan “como de costumbre” para el resto de sus economías en el futuro. Esto puede parecer una posibilidad lejana para la mayoría de los políticos, pero deben tenerlo en cuenta, ya que las respuestas, como la diversificación económica y la adaptación al cambio climático, tardarán décadas en tener efecto.

Figura 1. Tipos de riesgo relacionados con los niveles de emisiones



35 Para una discusión más profunda sobre este tema, véase Nicolas Stern, “A Time for Action on Climate Change and a Time for Change in Economics” [Hora de actuar contra el cambio climático y de cambiar la economía], *The Economic Journal*, 132 n.º 644 (2022).

36 Swiss Re Institute, *The economics of climate change: no action not an option* [La economía del cambio climático: la inacción no es una opción] (2021), 2-8.

37 Lisa Dougherty-Choux, *The Costs of Climate Adaptation, Explained in 4 Infographics* [Los costos de la adaptación al cambio climático explicados en cuatro infografías] (World Resources Institute, 2015).

38 Francesco Pietro Colelli, Johanne Emmerling, Giacomo Marangoni, Malcolm N. Mistry y Enrica De Cian, “Increased energy use for adaptation significantly impacts mitigation pathways” [El aumento del uso de la energía para la adaptación tiene un impacto significativo en las vías de mitigación], *Nature Communications*, 13 (2022).

Metodología

Para medir cuán expuestas están las inversiones de las NOC al riesgo de la transición energética, realizamos lo siguiente:

01

Hallamos la demanda de petróleo y el respectivo precio promedio del petróleo durante el periodo de 2023 a 2040 para tres escenarios de la AIE: el Escenario de Políticas Declaradas (STEPS), el Escenario de Compromisos Anunciados (APS) y el Escenario de Cero Emisiones Netas (NZE).

02

Identificamos proyectos –tanto expansiones de proyectos ya existentes como nuevos proyectos– en los que es probable que las NOC inviertan en los próximos 10 años. Nos referimos a estas inversiones como la “cartera de inversiones” de las NOC

03

Calculamos el precio de equilibrio para cada proyecto e identificamos aquellos proyectos que no alcanzarán el punto de equilibrio si la demanda futura de petróleo sigue los escenarios de transición más rápida (NZE y APS).

04

Calculamos el valor total de las inversiones de las NOC en estos proyectos. Este es el valor expuesto al riesgo de la transición energética.

Escenarios de demanda y precios

Para cada uno de los escenarios de la AIE, calculamos un precio promedio del petróleo para el periodo de 2023 a 2040. Con este fin, extrapolamos los niveles de demanda a lo largo del tiempo utilizando la demanda actual de petróleo y las estimaciones de la AIE para 2030 y 2050 en sus tres escenarios. Luego, tomamos las curvas de costos de la industria petrolera de Rystad Energy en este periodo y estimamos el precio en cada año hallando el precio de equilibrio del proyecto marginal en cada curva de costos, igualando nuestra demanda extrapolada.

El resultado es de USD 20 por barril en el escenario NZE, USD 45 en el escenario APS, y USD 56 en el escenario STEPS. Aunque la AIE publica sus estimaciones de precios del petróleo y el gas, encontramos que sus supuestos de precios no coincidían con las curvas de costos disponibles de Rystad.

Esto se debe en parte a los diferentes supuestos sobre factores como las tasas de descuento (que no pudimos modificar en la base de datos de Rystad) y en parte a la suposición de la AIE de que “los principales poseedores de recursos”, como la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), continuarán adoptando “estrategias activas de gestión del mercado” y mantendrán el precio del petróleo más alto que si este se determinara libremente³⁹.

Dado que utilizamos los datos de Rystad en todo el proceso, decidimos calcular los precios del petróleo como un resultado endógeno de nuestro modelo, en lugar de como una entrada exógena, para asegurarnos de aplicar los precios de manera consistente dentro del modelo.

Nuestros cálculos resultaron en precios del petróleo más bajos en los escenarios APS y NZE frente al escenario STEPS. Esto se debe a que asumimos que la inversión global en la industria petrolera sigue una trayectoria alineada con el escenario STEPS, por lo que en los escenarios APS y NZE hay un exceso de oferta.

Sin embargo, si los Gobiernos impusieran fuertes restricciones a las inversiones petroleras, o si una gran parte de la industria petrolera redujera voluntariamente sus inversiones lo suficiente, la oferta de petróleo podría disminuir con más rapidez que la demanda, lo que llevaría a precios más altos⁴⁰. Pero, como mostramos a continuación, esto parece poco probable, porque la industria petrolera mundial está reduciendo sus inversiones, aunque no con la suficiente rapidez como para alinearse con la caída de la demanda prevista en el escenario APS.

No consideramos las diferencias en la demanda entre el petróleo y el gas, aunque, en la sección de resultados y el apéndice, mostramos cómo podrían cambiar los resultados si lo hiciéramos.

39 International Energy Agency, *World Energy Outlook 2023* [Perspectiva energética mundial 2023] (2022).

40 Lukas Boer, Andrea Pescatori y Margit Stuermer, *Not All Energy Transitions Are Alike: Disentangling the Effects of Demand- and Supply-Side Policies on Future Oil Prices* [No todas las transiciones energéticas son iguales: desentrañando cómo influyen las políticas de oferta y demanda en los futuros precios del petróleo] (International Monetary Fund, 2023).

Carteras de inversiones

Para determinar la cantidad de capital que las NOC podrían invertir en el futuro, analizamos sus “carteras de inversiones” a 10 años. Elegimos un periodo de 10 años porque cubre un horizonte estratégico razonable en el cual las NOC pueden planificar. Estas carteras corresponden a la lista de inversiones en el sector *upstream*, tanto en proyectos de exploración como de desarrollo, por parte de las NOC incluidas en Rystad Energy UCube. Estas inversiones:

- Se están llevando a cabo entre 2023 y 2032.
- Ya han comenzado con la producción, y la inversión adicional es medida como desarrollo en campos ya existentes (*brownfield*), o se trata de desarrollos nuevos (*greenfield*) que tienen una fecha de inicio de producción en 2032 o antes.
- Incluyen tanto inversiones a las que las NOC se han comprometido, como inversiones discrecionales.

La cartera de inversiones no incluye proyectos de los sectores *midstream* y *downstream*, como terminales de gas natural licuado (GNL), refinерías, oleoductos y gasoductos, generación de electricidad o plantas petroquímicas. Tampoco consideramos explícitamente las diferencias en el cronograma en el cual operan los proyectos, aunque, tomando en cuenta las fechas de finalización promedio de los proyectos en la base de datos, no creemos que nuestros resultados tendrían cambios significativos si lo hiciéramos.

Tampoco tomamos en cuenta las diferencias en las intensidades de carbono y metano en la extracción de petróleo y gas en cada proyecto —ni, por lo tanto, el impacto de las futuras políticas de fijación de precios del carbono—, aunque nuestros resultados señalan cómo podría cambiar la exposición al riesgo de ciertas NOC si tuviéramos en cuenta estas emisiones. Estas son áreas para investigaciones adicionales, que discutimos en el apéndice.

Las carteras de inversiones que elaboramos no coinciden necesariamente con las que las NOC están planeando realmente. Por lo general, las NOC no publican planes de inversión detallados para sus próximos 10 años. Sin embargo, el análisis de la cartera de inversiones nos indica qué inversiones son probables dados los supuestos de precios.

Nuestro análisis, por lo tanto, sirve como una advertencia: aún hay tiempo para evitar invertir en los

activos más riesgosos, pero, si las NOC no reconocen adecuadamente el riesgo de la transición energética, es probable que esas sean las inversiones que realicen.

Para determinar qué proyectos forman parte de la cartera de inversiones, Rystad Energy UCube requiere que ingresemos un precio que las NOC utilicen para decidir si un proyecto es comercialmente viable. Supusimos que todas las NOC eligen invertir en proyectos anticipando que la demanda de petróleo se asemejará a la del escenario STEPS. Esto se ajusta a la observación de la AIE de que “las inversiones en combustibles fósiles ahora están ampliamente alineadas con el Escenario de Políticas Declaradas para 2030”⁴¹. Aunque, según los planes de producción declarados por los Gobiernos de países que son grandes productores de petróleo y gas, es probable que este supuesto sea conservador⁴².

No hay evidencia que sugiera que las NOC invertirán de manera más cautelosa que las IOC y reducirán las inversiones en línea con una transición energética más rápida, e incluso puede ocurrir que las NOC se vean presionadas a invertir aun cuando las inversiones no sean comercialmente viables. Nuestro análisis de las actitudes de las empresas petroleras estatales hacia el riesgo de la transición energética encontró que solo 2 de 21 empresas —Petrobras y Ecopetrol— han reconocido públicamente los riesgos que la transición energética global plantea para sus finanzas y han divulgado sus análisis de evaluación de riesgos y mencionado planes de mitigación de riesgos. En el otro extremo, nueve empresas no han reconocido el riesgo en lo absoluto. También es probable que las NOC prioricen objetivos no comerciales, como se explica en la página [XX].

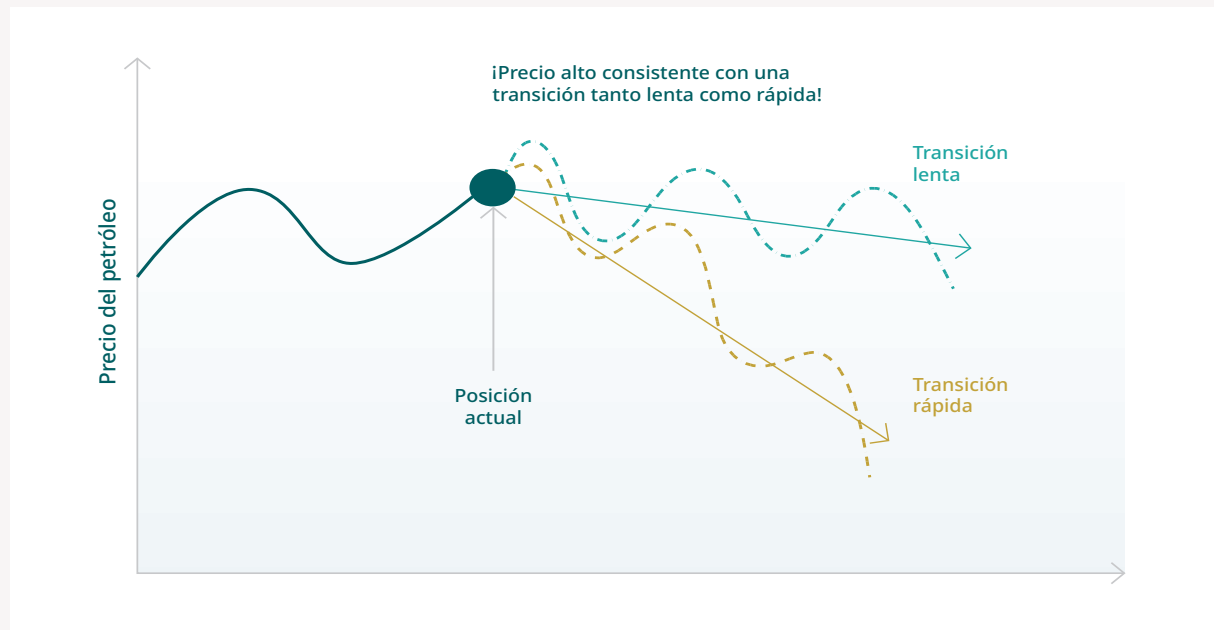
Además, la volatilidad de los precios puede nublar la toma de decisiones. Un periodo de precios altos podría alentar a muchas NOC a apostar que la demanda de petróleo y gas seguirá siendo alta. Pero es probable que la volatilidad de precios continúe tal como lo ha hecho en el pasado.

La demanda seguirá cambiando inesperadamente y las inversiones no coordinadas llevarán a periodos de exceso y escasez. Como ilustra la figura 2, los breves periodos de precios altos son consistentes con las tendencias a largo plazo tanto en transiciones rápidas como lentas.

41 IEA, *World Energy Investment 2023* [Inversión global en energía 2023], 62.

42 Stockholm Environment Institute, Climate Analytics, E3G, International Institute for Sustainable Development y United Nations Environment Programme, *The Production Gap: Online Appendix* [La brecha en la producción: apéndice en línea] (2023), 4.

Figura 2. Cómo la volatilidad del precio del petróleo nubla las tendencias a largo plazo



Precios de equilibrio

Utilizamos los precios de equilibrio estimados por Rystad Energy para cada proyecto. El precio de equilibrio incluye todos los costos de desarrollo y operación, la tasa de rentabilidad mínima (*hurdle rate* o la tasa interna de retorno sobre el capital invertido requerida para que la empresa invierta en el proyecto) y los pagos del proyecto al Gobierno durante su vida útil esperada.

En nuestro informe anterior, sostuvimos que los Gobiernos podrían reducir los impuestos a los proyectos de sus NOC para garantizar que estos sigan siendo viables, para rescatar a la NOC o para priorizar objetivos no comerciales, como la seguridad energética. Sin embargo, hacer esto mantiene el capital público dentro de la NOC y, por lo tanto, aumenta la exposición al riesgo de la transición energética. Por lo tanto, mantenemos la participación en la producción, los impuestos y los pagos de regalías en la definición de precio de equilibrio. Una parte clave del precio de equilibrio es la tasa de rentabilidad mínima.

El supuesto predeterminado de Rystad para esto es el 10 por ciento del capital invertido. Sin embargo, este 10 por ciento probablemente subestima el costo de capital para los proyectos *upstream* de petróleo y gas en la actualidad. Goldman Sachs informa que las tasas de rentabilidad mínima de inversionistas y empresas para proyectos de petróleo *offshore* han aumentado de alrededor de un 11 por ciento en 2013 a alrededor del 23 por ciento en 2020⁴³.

Rystad Energy informa que las grandes empresas de exploración y producción están utilizando tasas del 15 al 20 por ciento⁴⁴. Una encuesta realizada a accionistas de empresas de petróleo y gas en 2019 mostró tasas que iban desde el 14 por ciento para el GNL hasta el 21 por ciento para “megaproyectos” en mercados emergentes⁴⁵. Hemos mantenido el 10 por ciento para ser conservadores, pero el uso de una tasa de rentabilidad mínima más alta habría aumentado la cantidad de inversiones de las NOC que no logran alcanzar el punto de equilibrio, sobre todo para proyectos con una larga vida útil esperada⁴⁶.

43 Michele Della Vina, Zoe Stavrinou y Alberto Gandolfi, *Carbonomics: the green engine of economic recovery* [Carbonomía: el motor verde de la recuperación económica] (Goldman Sachs, 2020), 11.

44 Rystad Energy, *Higher capital cost expected to hike long-term prices and promote tight oil* [Se espera que el mayor costo del capital aumente los precios a largo plazo y promueva el petróleo de formaciones compactas] (2023).

45 Oxford Institute for Energy Studies, *Energy Transition, Uncertainty, and the Implications of Change in the Risk Preferences of Fossil Fuel Investors* [Transición energética, incertidumbre y las consecuencias del cambio en las preferencias de riesgo de los inversionistas en combustibles fósiles] (2019).

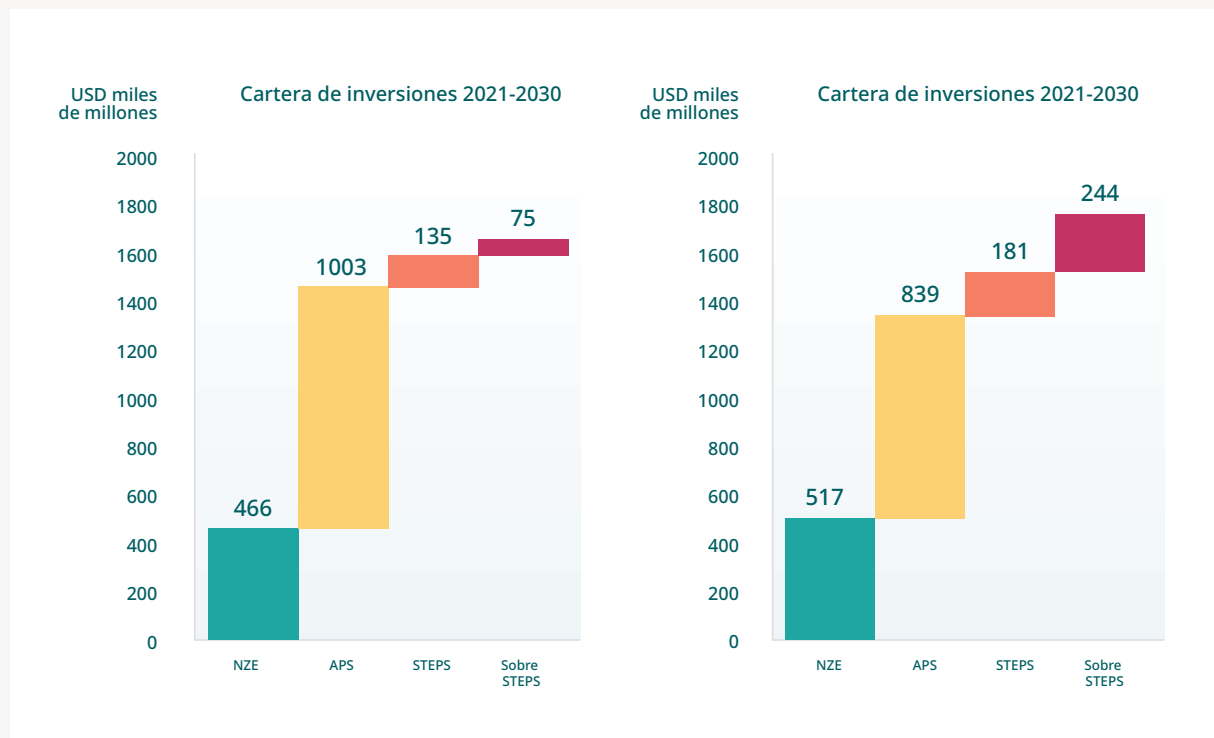
46 Nuestra suscripción a UCube de Rystad Energy tampoco nos permite cambiar los supuestos de la tasa de descuento.

Resultados

Apuestas más arriesgadas

A menos que las NOC cambien su perspectiva sobre la demanda global de petróleo y gas, es probable que inviertan USD 425 000 millones en proyectos que no alcanzarían el punto de equilibrio en el escenario APS. Esto supone el doble de la cantidad en las carteras de inversiones de las NOC a 10 años cuando publicamos nuestro último informe, en 2021 (USD 210 000 millones)⁴⁷. La figura 3 muestra las carteras de inversiones a 10 años para todas las NOC, segmentadas según los escenarios de la AIE en los que estas alcanzan el punto de equilibrio.

Figura 3. Valor de todas las “carteras de inversiones” agregadas de las NOC medidas en 2021 y 2023, según los escenarios en los que alcanzan el punto de equilibrio⁴⁸



Sin embargo, las NOC podrían invertir USD 1.2 billones, que representan el 71 por ciento del total de la cartera de inversiones global de las NOC, en proyectos que no alcanzarían el punto de equilibrio en el escenario NZE. Esto significaría que proyectos de petróleo y gas por valor de USD 1.2 billones solo serían rentables si la humanidad no logra alcanzar el objetivo de límite de temperatura de 1.5 °C.

Las inversiones que alcanzan el punto de equilibrio en el escenario NZE no son incompatibles con la afirmación de la AIE de que no hay proyectos de largo plazo compatibles con el objetivo de cero emisiones netas, ya que incluimos proyectos que aún no han llegado a una decisión de inversión final y proyectos en campo ya existentes en los que se ampliará la inversión⁴⁹.

⁴⁷ Los resultados de nuestro informe anterior difieren porque hemos aplicado nuestra nueva metodología a las carteras de inversiones que medimos en 2021.

⁴⁸ Análisis de NRGi basado en datos de Rystad Energy UCube.

⁴⁹ International Energy Agency, *Net Zero Roadmap* [Hoja de ruta hacia el cero neto].

La figura 4 muestra la diferencia en la exposición al riesgo de la transición energética de las NOC por región como proporción de su cartera total de inversiones. Las NOC en África Subsahariana, Asia-Pacífico y Eurasia son las más expuestas.

La figura 5 muestra la exposición individual de cada NOC. Más de un tercio de la cartera de inversiones de 18 NOC, incluidas Pertamina de Indonesia, NNPC de Nigeria y Pemex de México, no alcanzan el punto de equilibrio en el escenario APS. En el caso de UNOC de Uganda y SNH de Camerún, cuatro quintos de su cartera de inversiones no alcanzarían el punto de equilibrio en el escenario APS.

La consideración de diferentes precios del gas y la aplicación de precios al carbono sobre las emisiones de metano pueden alterar la exposición de las NOC. Por ejemplo, QatarEnergy estaría menos expuesta a un precio al carbono, ya que la producción de gas de Qatar se encuentra en el decil inferior de los países productores de gas⁵⁰.

Sin embargo, en la figura 5 hay algunos países con baja exposición al riesgo que tienen altas emisiones de metano: Irán e Irak se encuentran en el decil superior de países en cuanto a emisiones de metano procedentes de la producción de petróleo⁵¹. Discutimos esto con más detalle en el apéndice.

Figura 4. Proporción de las carteras de inversiones de las NOC que alcanza el punto de equilibrio en cada escenario de la AIE, agregadas por región⁵²

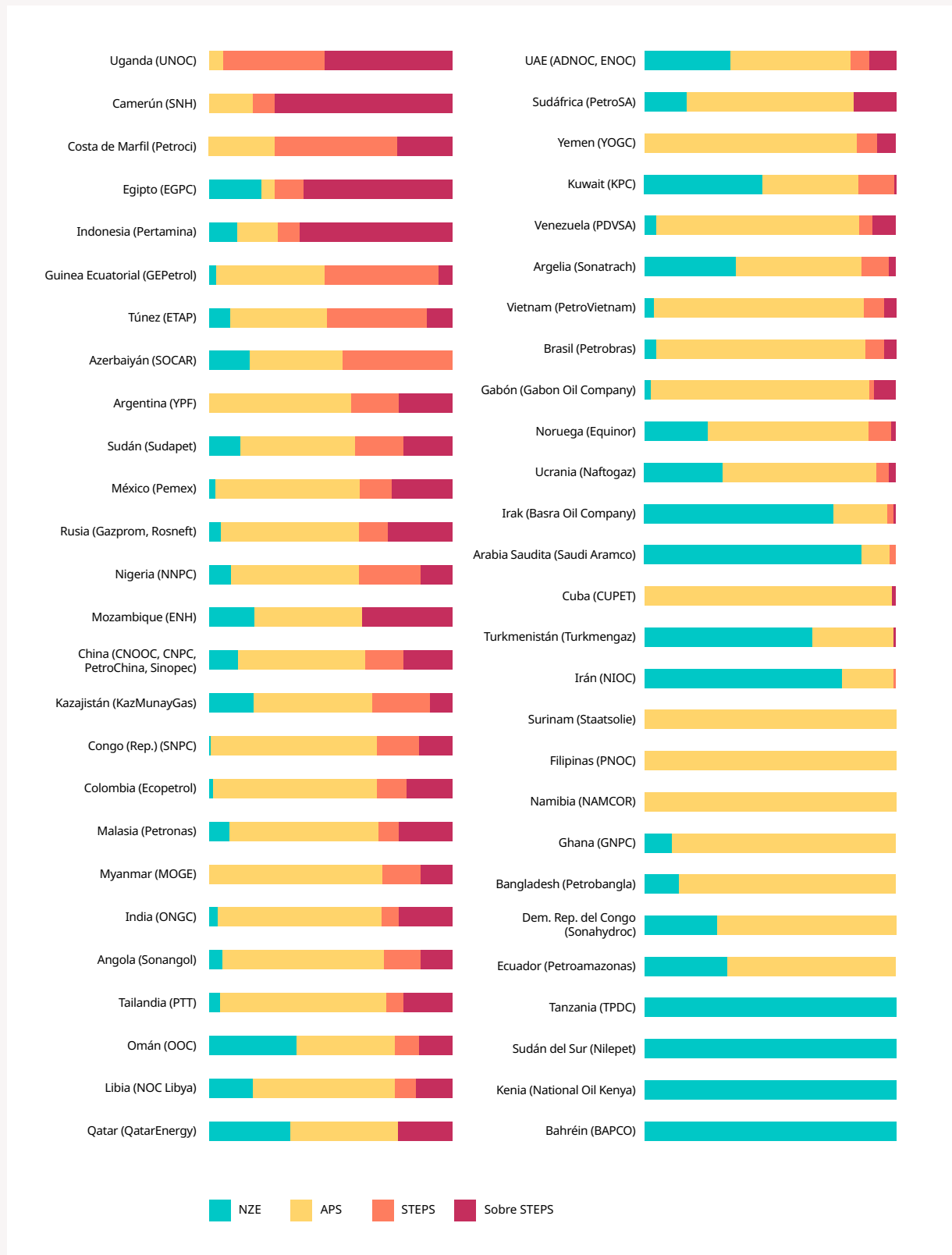


50 Cálculos de los autores utilizando datos del Registro Global de Combustibles Fósiles, consultado el 23 de octubre de 2023.

51 Cálculos de los autores utilizando datos del Registro Global de Combustibles Fósiles, consultado el 23 de octubre de 2023.

52 Análisis de NRGÍ basado en datos de Rystad Energy UCube.

Figura 5. Proporción de las carteras de inversiones que alcanza el punto de equilibrio en cada escenario de la AIE⁵³



53 Ordenado por la mayor proporción de carteras que alcanzan el punto de equilibrio solo en el escenario STEPS.

Revirtiendo una década de declive en las inversiones

Al igual que el resto de la industria del petróleo, las inversiones de las NOC han estado disminuyendo desde 2014, después del último auge petrolero. Esta disminución puede haber contribuido a la insuficiencia del suministro en relación con la demanda actual, pero, como se mencionó anteriormente, la AIE cree que el sector sigue invirtiendo de acuerdo con el escenario STEPS. Sin embargo, con el aumento de los precios tras el final de la pandemia y la invasión rusa a Ucrania en 2022, tanto las NOC como las IOC han revertido esta tendencia a la baja. Desde 2020, los gastos de capital de las empresas petroleras estatales han aumentado en un 10 por ciento (USD 20 000 millones).

Figura 6. Gasto de capital de las NOC y otras empresas petroleras de 2010 a 2022, ajustado por inflación⁵⁴



Las NOC tienen previsto gastar en conjunto USD 1.8 billones en inversiones de capital en el sector *upstream* entre 2023 y 2032. Esto representa USD 100 000 millones más de lo que se proyectaba hace dos años, pero es menos de lo que estas empresas invirtieron en la década anterior (USD 2.6 billones en términos reales). Sin embargo, ahora el riesgo de la transición energética es mayor y los países tienen menos tiempo para diversificarse.

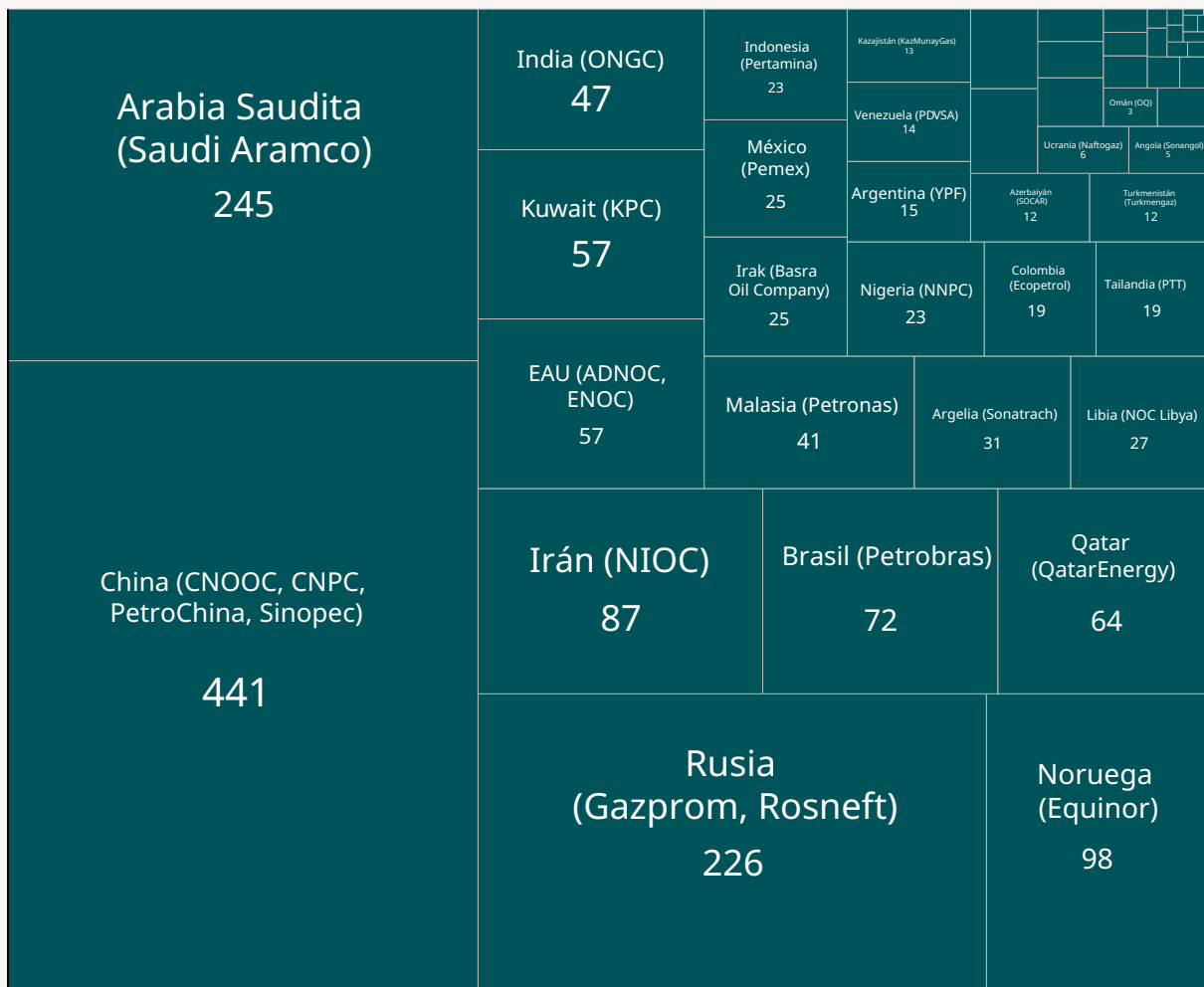
54 Análisis de NRG basados en datos de Rystad Energy UCube.

Concentración del crecimiento futuro de las inversiones

El crecimiento proyectado en las carteras de inversiones no es uniforme entre las NOC. La mitad de las inversiones de las NOC en la próxima década probablemente provengan de empresas con sede en solo cuatro países: China, Arabia Saudita, Rusia y Brasil.

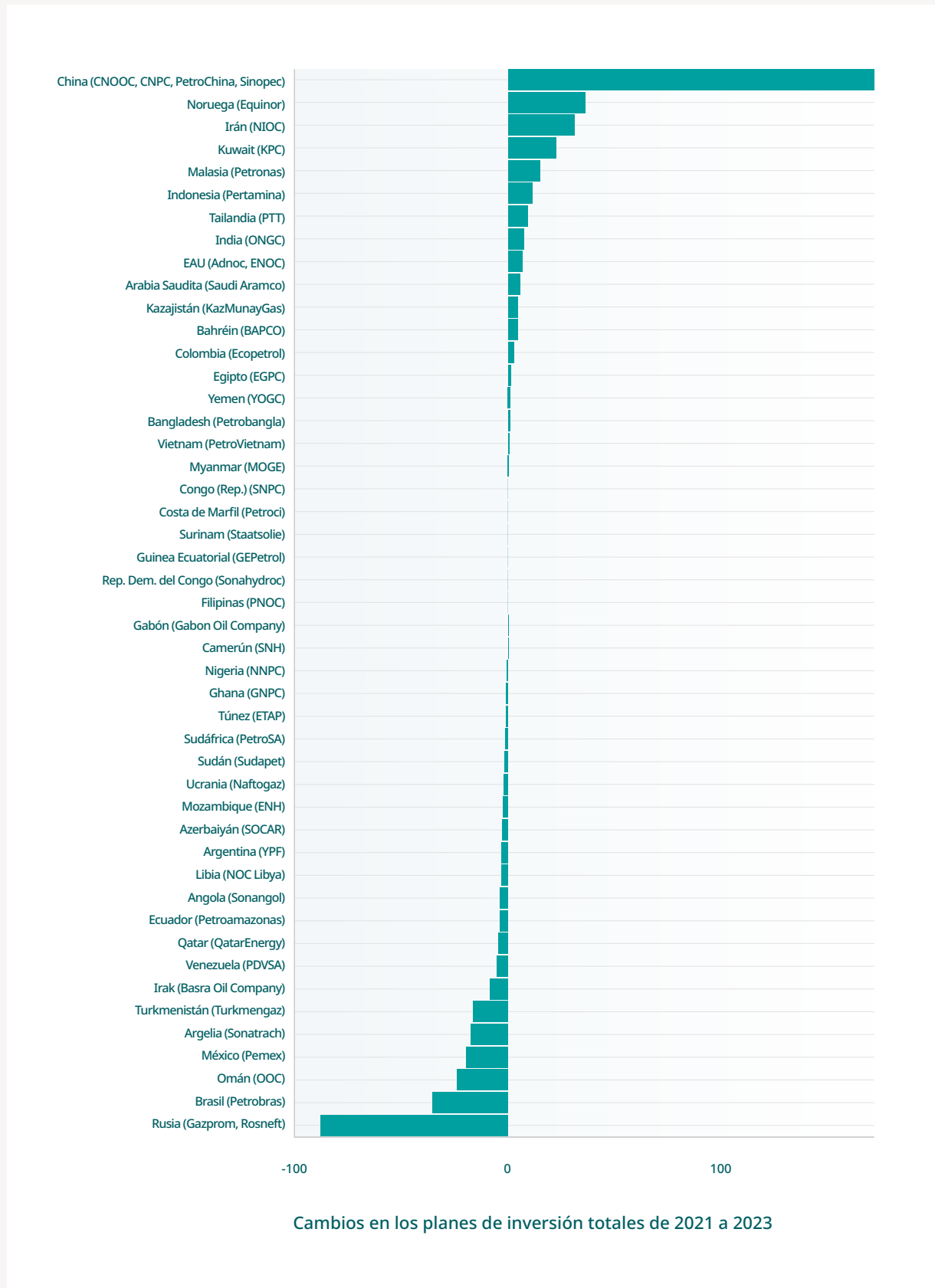
Figura 7.

Valor de las carteras de inversiones a 10 años de las NOC (en miles de millones de USD)⁵⁵



La figura 8 muestra que las tres empresas petroleras estatales chinas (CNOOC, CNPC y Sinopec) son, por mucho, las que más han aumentado sus carteras de inversiones desde 2021. Otras NOC de la región de Asia-Pacífico, como Petronas de Malasia, Pertamina de Indonesia y PTT de Tailandia, también han aumentado sus carteras de inversiones, convirtiendo a la región en el área de mayor crecimiento de la inversión en su conjunto. Por otro lado, las carteras de inversiones de las NOC en América Latina, Eurasia y África Subsahariana han disminuido.

Figura 8. Cambio en las carteras de inversiones de las NOC de 2021 a 2023 (en miles de millones de USD).



Bolsillos más pequeños

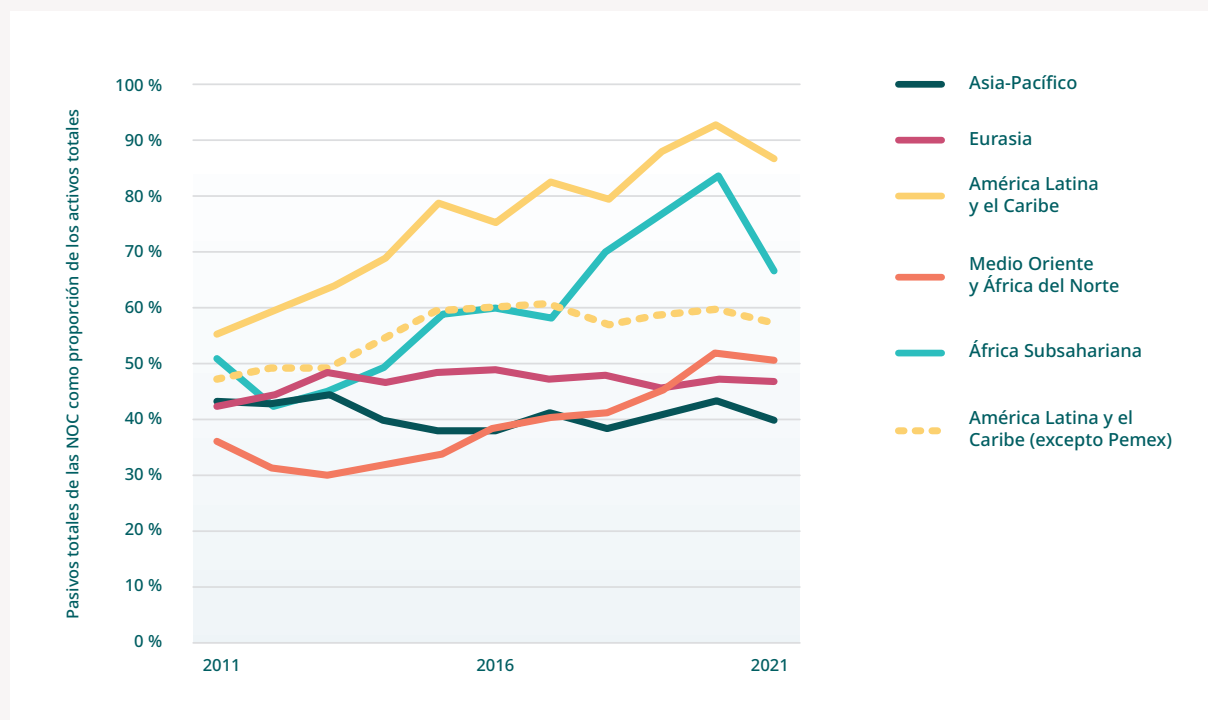
El hecho de que las NOC asuman riesgos puede ser fiscalmente aceptable si sus propias finanzas y las de sus Gobiernos son lo suficientemente sólidas como para rescatarlas en caso de que sus apuestas fracasen. Sin embargo, estas empresas están realizando apuestas más arriesgadas aun cuando los recursos financieros de sus Gobiernos se están reduciendo.

El nivel de deuda de las NOC

En promedio, la deuda de las empresas petroleras estatales está en aumento en América Latina, el Medio Oriente y África del Norte, y África Subsahariana. En particular, las NOC de América Latina y África Subsahariana han experimentado aumentos significativos en su apalancamiento financiero. Los ingresos derivados de los elevados precios actuales del petróleo pueden ayudar a las NOC a reducir esta deuda, aunque cabe mencionar que la deuda de estas empresas continuó aumentando incluso durante periodos de precios altos del petróleo. Los Gobiernos de las NOC con un alto nivel de endeudamiento tienen motivos para

preocuparse cuando estas realizan grandes inversiones en proyectos de alto costo, ya que el costo de futuros rescates para el tesoro público podría ser sustancial. Por ejemplo, de 2019 a 2023, el Gobierno mexicano transfirió USD 57 000 millones en rescates a Pemex (a precios de 2022), la más endeudada de todas las NOC, redujo su carga tributaria y le proporcionó otros tipos de apoyo valorados en USD 42 000 millones adicionales. Moody's estima que el Gobierno mexicano tendrá que transferir a Pemex alrededor de USD 9000 millones en 2024. En total, esto representa el 15 por ciento de la deuda del propio Gobierno mexicano⁵⁶.

Figura 9. Pasivos totales de las NOC como proporción de los activos totales, de 2011 a 2021⁵⁷



56 Cálculos de los autores sobre la base de: César Augusto Rivera de Jesús, *Apoyos fiscales y patrimoniales a Pemex* (Centro de Investigación Económica y Presupuestaria, 2023).

57 Cálculos de los autores utilizando la base de datos *National Oil Company Database* del Natural Resource Governance Institute (2023), consultada el 23 de octubre de 2023. Se excluyó a Timor GAP para los años 2020 y 2021, ya que su apalancamiento por encima del 1000 por ciento sesgaba el promedio general.

Deuda gubernamental

La exposición de las NOC al riesgo de la transición energética ocurre en un momento en el que el espacio fiscal de los Gobiernos en la mayoría de las economías de ingresos bajos y medio bajos se está reduciendo. La deuda pública externa en estas economías se ha triplicado y los pagos del servicio de la deuda como porcentaje de los ingresos gubernamentales han aumentado del 6 por ciento en 2010 al 16 por ciento en 2021⁵⁸. En un escenario de transición rápida, como el escenario APS o el escenario NZE, es probable que esta situación no haga más que empeorar para los Gobiernos que dependen de los ingresos del petróleo y el gas, a medida que estos ingresos se reduzcan⁵⁹. Este

efecto puede acelerarse si los prestamistas anticipan la caída o la posibilidad de rescate de las NOC y, por lo tanto, prestan menos a los Gobiernos. La figura 10 muestra una medida del espacio fiscal: el valor de la deuda del Gobierno central como proporción del PIB. El gráfico muestra que la deuda en manos de los Gobiernos de las empresas petroleras estatales está en aumento en todas las regiones. En promedio, el endeudamiento ha regresado a niveles que se vieron por última vez a principios del nuevo milenio⁶⁰. En particular, la deuda gubernamental está experimentando un aumento significativo en América Latina y el Caribe, Medio Oriente y África del Norte, y África Subsahariana.

Figura 10. Deuda del Gobierno central como proporción del PIB, de 2000 a 2021⁶¹



58 El espacio fiscal de un Gobierno con NOC indica cuánto margen tiene el Gobierno para proporcionar financiamiento adicional a estas empresas, o para realizar otros aumentos en el gasto, "sin poner en peligro la sostenibilidad de su posición financiera o la estabilidad de la economía". Peter Heller, "Fiscal Space: What it is and how to get it" [Espacio fiscal: qué es y cómo conseguirlo], *Finance and Development*, International Monetary Fund, 42 n.º 2 (2005).

59 United Nations Conference on Trade and Development, *Trade and Development Report 2023* [Informe sobre comercio y desarrollo 2023] (2023).

60 Para un análisis más completo sobre este tema, véase Shandelle Steadman, İpek Gençsü, Shakira Mustapha, Sarah Colenbrander y Judith Tyson, *Indebted: how to support countries heavily reliant on oil and gas revenues to secure long-term prosperity* [Endeudados: cómo ayudar a los países altamente dependientes de los ingresos del petróleo y el gas para garantizar su prosperidad a largo plazo] (Overseas Development Institute, 2023).

61 Cálculos de los autores utilizando la Global Debt Database [Base de Datos Global de Deuda] del Fondo Monetario Internacional (2023), consultada el 23 de octubre de 2023.

Apuestas arriesgadas en comparación con los presupuestos gubernamentales

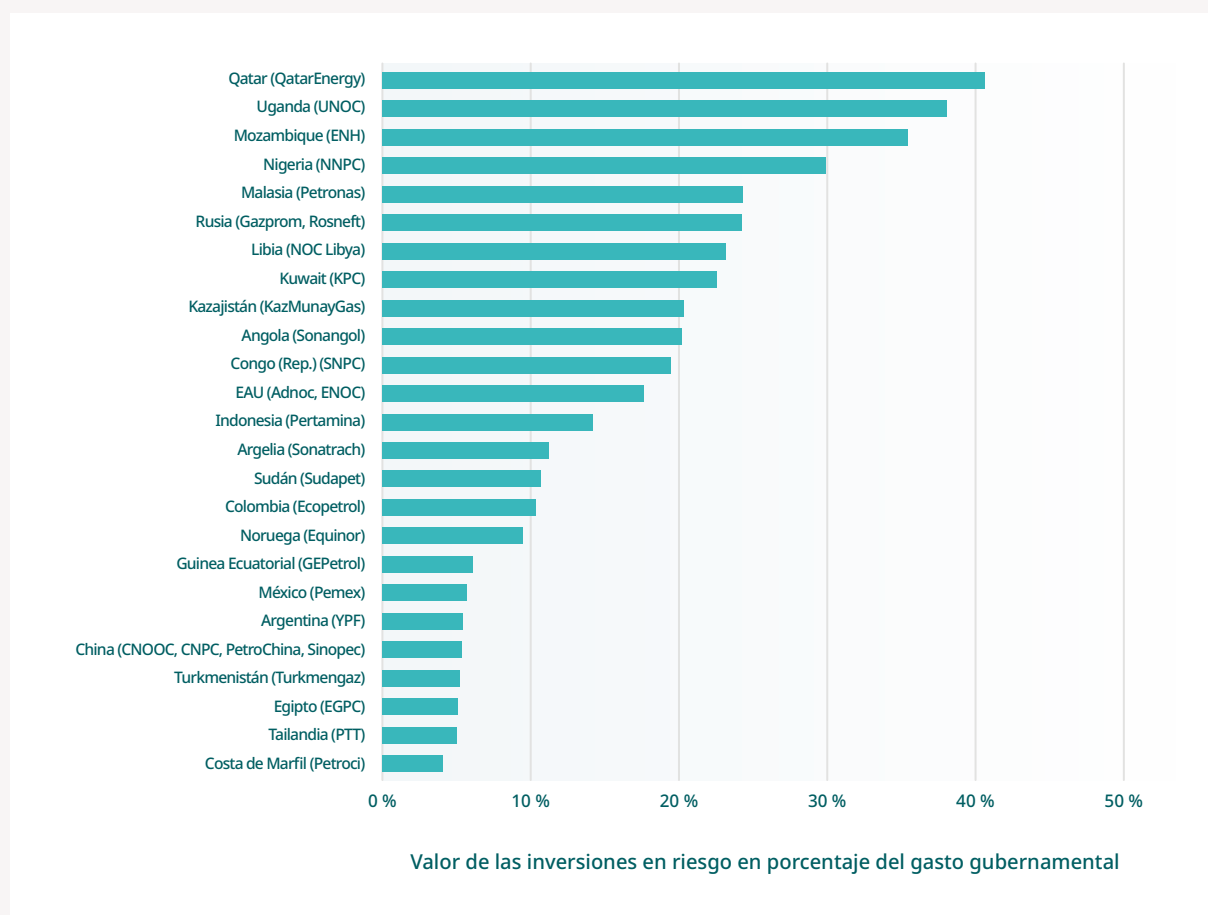
También comparamos los gastos gubernamentales con las inversiones de las NOC en proyectos que tienen pocas probabilidades de alcanzar el punto de equilibrio si la transición energética se asemeja al escenario APS⁶². Cuanto mayor sea el valor de las inversiones con alto nivel de exposición al riesgo como proporción del gasto gubernamental, menos podrá permitir el Gobierno que sus NOC asuman tales riesgos, y mayor importancia cobrará el costo de oportunidad del capital.

La figura 11 sitúa en la parte superior a QatarEnergy, UNOC de Uganda, ENH de Mozambique y NNPC de Nigeria, aunque, como ya hemos mencionado, es probable que aquellas empresas petroleras estatales con altas proporciones de producción de gas y

bajas intensidades de emisión (como QatarEnergy) estén menos expuestas de lo que sugieren nuestros resultados.

Estas NOC podrían invertir una cantidad equivalente a más del 30 por ciento del gasto anual de sus Gobiernos en proyectos que no alcanzan el punto de equilibrio en el escenario APS. En total, hay 16 NOC que están gastando USD 181 000 millones en proyectos de alto riesgo en países donde esta inversión representa por lo menos una décima parte del gasto gubernamental anual. En el escenario NZE, USD 522 000 millones de inversión no alcanzan el punto de equilibrio en países donde esta inversión representa por lo menos una décima parte del gasto gubernamental.

Figura 11. Gasto de capital que no alcanza el punto de equilibrio en el escenario APS como proporción del gasto gubernamental anual⁶³



62 Comparamos el valor del gasto de capital que no alcanza el punto de equilibrio en el escenario APS como una proporción del gasto gubernamental promedio de cinco años.

63 Cálculos de los autores a partir de Rystad Energy UCube y datos abiertos del Banco Mundial, Gasto de consumo final del Gobierno general (% del PIB), consultado el 23 de octubre de 2023.



Los Gobiernos de las NOC con un alto nivel de endeudamiento tienen motivos para preocuparse cuando estas realizan grandes inversiones en proyectos de alto costo, ya que el costo de futuros rescates para el tesoro público podría ser sustancial.

Recomendaciones

Dada la alta exposición de algunas empresas petroleras estatales al riesgo de la transición energética y el espacio fiscal cada vez más reducido de muchos de sus Gobiernos, ¿qué deben hacer estas empresas y sus Gobiernos, en particular los ministerios de Finanzas y Energía, y los parlamentos? A continuación, desarrollamos las recomendaciones de nuestro informe anterior para apoyar a las NOC en:

- Reconocer el hecho de que la transición energética global amenaza la viabilidad de sus inversiones,
- Evaluar cuán expuestas están sus inversiones al riesgo de la transición energética, y
- Actuar para mitigar el riesgo de la transición energética⁶⁴.

Reconocer el riesgo de la transición energética

Las empresas petroleras estatales y sus Gobiernos deben reconocer:

- la creciente probabilidad de una disminución sustancial en el uso global de petróleo y gas,
- una disminución en el financiamiento para las NOC y en el capital de las empresas petroleras internacionales (IOC por sus siglas en inglés) socias, y
- el consiguiente deterioro de las finanzas gubernamentales y aumento de los intereses de la deuda soberana.

Incluso las empresas cuyas ventas se realizan sobre todo en mercados internos donde las transiciones energéticas ocurren muy lentamente, podrían estar expuestas al riesgo si los precios globales afectan los precios domésticos.

Las NOC y sus Gobiernos deben reconocer también que, si los Gobiernos de todo el mundo no logran cumplir con sus compromisos climáticos, aunque la demanda de petróleo y gas podría seguir siendo alta, los daños físicos y económicos que el cambio climático ocasionará a los países serán inmensos.

No está claro si esto significa que los Gobiernos deberían invertir el capital que las NOC están invirtiendo en otros lugares, pero sí significa que tanto las NOC como los Gobiernos deben analizar más cuidadosamente sus decisiones de inversión.

En otras palabras, las cosas no se mantendrán “como de costumbre” para las empresas petroleras estatales y sus Gobiernos. En su planificación de escenarios, las NOC deben considerar tanto una caída pronunciada en la demanda de petróleo y gas, con un impacto positivo en el clima, como un estancamiento sostenido con consecuencias catastróficas para el clima. Es posible que los gerentes de las NOC consideren estos escenarios en privado, pero pocas de estas empresas han reconocido públicamente el riesgo de la transición energética. Pertamina, Petrobras y Ecopetrol son raras excepciones⁶⁵.

64 David Manley y Patrick R.P. Heller, *Risky Bet* [Apuesta arriesgada].

65 Andrea Furnaro y David Manley, *Facing the Future* [Enfrentando el futuro].

Evaluar el riesgo de la transición energética

Evaluar la exposición de las NOC al riesgo de la transición energética utilizando escenarios verosímiles pero ambiciosos

Los Gobiernos y las NOC deben evaluar cuán expuestos están los planes de inversión de las NOC en una amplia variedad de escenarios de transición energética y cuán costeables son esos riesgos para la economía. Las mediciones antes mencionadas pueden ser componentes importantes de esta evaluación:

- **Escenarios de alta y baja demanda de exportación y precios para el petróleo y el gas.** Hay disponibles muchos escenarios para la demanda y los precios del petróleo y el gas que tienen trayectorias verosímiles. Los funcionarios gubernamentales y los actores de la sociedad civil deben denunciar cualquier intento de las NOC de pasar por alto escenarios que den lugar a resultados desfavorables para estas.
- **Planes de inversión actuales de las NOC.** Las empresas petroleras estatales también deben evaluar y divulgar información sobre la viabilidad financiera de sus planes de inversión actuales en diferentes escenarios, incluidos los proyectos en curso que puedan verse afectados por una disminución de los precios.
- **Costos de los planes a largo plazo.** Más allá de los planes operativos actuales, es probable que los planes de inversiones a largo plazo de las NOC sean particularmente arriesgados, ya que se desarrollarán en un futuro más lejano. Esto incluye las ambiciones de las NOC que no operan actualmente sus propios proyectos de convertirse en operadores.

Revisar cómo se pone en riesgo el capital público

Las formas en que una empresa petrolera estatal utiliza el capital público pueden no ser evidentes. Las operaciones financieras de estas empresas pueden ser complicadas y poco transparentes incluso para otras áreas del Gobierno⁶⁶. Por lo tanto, los organismos gubernamentales y la sociedad civil deben abogar por una mayor divulgación y revisar los mecanismos por medio de los cuales el capital público fluye entre los recursos del subsuelo, las NOC y el Gobierno. Esto incluye:

Flujos de capital hacia una NOC:⁶⁷

- **Ingresos por ventas de petróleo y gas.** Este es un capital público en el sentido de que, en la mayoría de los países, los recursos de petróleo y gas del subsuelo son propiedad del público o del Estado, y que los ingresos de una empresa estatal son de propiedad pública.
- **Ingresos de actividades no principales.** Estos pueden provenir de actividades de las NOC en servicios petroleros y gasísticos, inversiones financieras u otros sectores.
- **Capital en acciones.** Este suele ser capital privado y no público, a menos que el Gobierno haya comprado explícitamente más acciones en la NOC.
- **Capital de deuda.** Este puede ser capital privado de bancos o mercados de bonos, o capital público si se obtiene mediante préstamos explícitos del Gobierno. En algunos casos, los bancos estatales o los bancos nacionales pueden prestar a la NOC, lo que podría ser capital privado, pero respaldado por garantías estatales implícitas que pueden poner en riesgo indirectamente el capital público.
- **Transferencias del Estado a la NOC.** Asignaciones presupuestarias formales, subsidios y rescates.

⁶⁶ En el momento en que se terminó de elaborar de este informe, a finales del año 2023, 47 de las 70 NOC incluidas en la Base de Datos de Empresas Petroleras Estatales de NRGi no habían publicado estados financieros presentados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera para el año 2021.

⁶⁷ Charlotte Huebner y Patrick R. P. Heller, *National Oil Company Database Methodology Guide* [Guía metodológica de la base de datos de empresas petroleras estatales] (Natural Resource Governance Institute, 2021), 18-26.

Flujos de capital fuera de una NOC:

- Impuestos, dividendos y otras transferencias de la NOC al Estado.
- Dividendos pagados por la NOC a accionistas privados.
- Gastos operativos, inversiones de capital y pagos financieros (incluidos pagos de deuda).
- Transferencias de la NOC al Estado.

Consulte nuestro informe anterior para un análisis más completo sobre cómo los Gobiernos podrían controlar estos flujos de capital⁶⁸.

Prever el espacio fiscal de los Gobiernos en un escenario de rápida transición energética

Lo que importa es lo que es mejor para cada país, y no solo para una NOC. Esto significa que una evaluación de riesgos debe incluir tanto la exposición de la NOC como la del Gobierno, y una medida de cuán tolerante puede ser el Gobierno con respecto a la toma de riesgos por parte de la empresa. En países con recursos financieros limitados, las empresas petroleras estatales deberían asumir menos riesgos que las de países con recursos más abundantes.

Un elemento crucial es que esta evaluación prevea el espacio fiscal en escenarios en los que las inversiones de las NOC fracasen. Los Gobiernos deben preguntarse si podrán hacer frente a los fracasos de las empresas en momentos en los que probablemente sus ingresos procedentes de la industria petrolera también sean bajos.

Involucrar a actores fuera de las NOC

Los Gobiernos deben ampliar el proceso de evaluación de riesgos y las etapas de toma de decisiones más allá de la propia NOC. Los ejecutivos de estas empresas pueden tener sesgos cognitivos que les impidan cuestionar sus creencias previas, lo que podría dificultarles el evaluar con precisión el riesgo de la transición energética, mientras que las relaciones entre las NOC y sus Gobiernos y sus accionistas ciudadanos a menudo enfrentan problemas del tipo agente-principal.

Si bien las empresas petroleras estatales se crean para alcanzar objetivos nacionales, sus metas de desempeño no siempre coinciden con las del Estado. Al igual que otras entidades estatales, las NOC pueden tener incentivos para maximizar su tamaño, sus ingresos o su nivel de influencia, aun en casos en los que esto pueda agravar los riesgos a largo plazo para los Gobiernos. Además, estas empresas pueden sufrir una situación de riesgo moral (*moral hazard*) si los Gobiernos les brindan seguridad financiera. En otras palabras, si una NOC sabe que el Estado la rescatará, es probable que asuma mayores riesgos⁶⁹.

Al considerar las repercusiones fiscales para el Gobierno, los actores deberían involucrar a los ministerios de finanzas como contribuyentes esenciales. Y, lo que es más importante, los planes generales para responder a la transición energética deben estar abiertos a consulta pública. Los grupos de reflexión (*think tanks*), ONG y académicos que se ocupan de asuntos fiscales y macroeconómicos en los países productores tendrán un papel importante, pero también es importante que el Gobierno y la NOC comuniquen sus planes en un lenguaje claro, para que los ciudadanos puedan contribuir a la estrategia nacional.

68 David Manley y Patrick R. P. Heller, *Risky Bet: National Oil Companies in the Energy Transition* [Apuesta arriesgada: Las empresas petroleras estatales en la transición energética] (Natural Resource Governance Institute, 2021).

69 Para una discusión sobre los desafíos que plantean los problemas de agente-principal en relación con las NOC y otras empresas públicas, véanse David G. Victor, David R. Hults, Mark C. Thurber, "Introduction" [Introducción], en *Oil and Governance* [Petróleo y gobernanza], eds. David G. Victor, David R. Hults y Mark C. Thurber (Cambridge: Cambridge University Press, 2011), 3-32; Silvana Tordo, Brandon Tracy y Noora Arfaa, "National Oil Companies and Value Creation" [Las empresas petroleras estatales y la creación de valor], World Bank Working Paper 218 (2011); David E. M. Sappington y J. Gregory Sidak, "Anti-Competitive Behavior by State-Owned Enterprises: Incentives and Capabilities" [Comportamiento anticompetitivo de las empresas estatales: incentivos y capacidades], en *Competing with the Government: Anti-Competitive Behavior and Public Enterprises* [Competir con el Gobierno: comportamiento anticompetitivo y empresas públicas], ed. R. Richard Geddes (Hoover Institution Press, 2004).

Mitigar el riesgo de la transición energética

Analizar los planes que las NOC utilizan para evitar responder a la transición energética

Algunas empresas petroleras estatales argumentan que cuentan con “planes de escape” para evitar los efectos de la transición energética global⁷⁰. Estos planes incluyen la promoción de un mercado nacional o regional de petróleo y gas para reemplazar la disminución de la demanda de los mercados de exportación, cambiar del petróleo al gas, o producir más productos petroquímicos. Sin embargo, estos planes de escape no son infalibles. Las NOC deberían divulgar sus análisis de estos planes para que pasen por un escrutinio más amplio antes de desechar la necesidad de tomar medidas drásticas para mitigar el riesgo de la transición energética.

Decidir entre “seguir en la mesa” o “liquidar”

En nuestro informe anterior, describimos las decisiones que toman las empresas petroleras estatales y sus Gobiernos como similares a apostar en un casino. Algunas NOC se encuentran en una posición afortunada y pueden “seguir en la mesa” realizando inversiones continuas; por ejemplo, las que tienen la mayor parte de su cartera en activos de bajo costo (véase la figura 4), las que presentan un bajo nivel de deuda (figura 10) o las que están respaldadas por un Gobierno con un espacio fiscal amplio (figuras 11 y 12). Otras, en cambio, estarán en una posición menos afortunada, lo que significa que su mejor opción para evitar desperdiciar capital público es “liquidar” deteniendo sus inversiones en proyectos de alto costo.

Compartir con el sector privado el riesgo de proyectos de alto costo sin sacrificar impuestos

Aun cuando “liquidar” los proyectos de alto costo sea la política más adecuada para muchas NOC, es posible que sus Gobiernos sigan necesitando los ingresos o combustibles generados por estos proyectos. El desarrollo continuo de nuevos proyectos de petróleo y gas va en contra de los esfuerzos globales para frenar el cambio climático, pero algunos Gobiernos de bajos ingresos tienen una sólida justificación económica para continuar haciéndolo.

En tales casos, los inversionistas del sector privado pueden desempeñar un papel más amplio, ya sea invirtiendo su capital en la NOC (en forma de una privatización parcial) o asumiendo una mayor participación en asociaciones de empresas conjuntas. Esto significa que la NOC estaría exponiendo menos capital público si la demanda de petróleo y gas disminuye rápidamente, mientras que el Gobierno seguiría beneficiándose mediante impuestos más altos si la alta demanda se mantiene.

Sin embargo, como hemos descrito, el riesgo de la transición energética ya está disuadiendo a los inversionistas del sector privado, por lo que atraerlos para que inviertan más capital en proyectos de alto costo será una tarea difícil. Los Gobiernos a menudo han proporcionado incentivos a la inversión, como la reducción de impuestos. En estos casos, los Gobiernos deben comprender la razón de fondo para atraer la inversión. La reducción de impuestos obviamente va en contra del objetivo de recaudación de ingresos, aunque la justificación para hacerlo es más sólida si la inversión tiene como objetivo garantizar el suministro de energía de un país. Sin embargo, es importante tener en cuenta la reducción de impuestos al comparar los costos relativos de las opciones de energía de un país.

Los Gobiernos también pueden tener una preocupación de carácter político: aunque permitir que el sector privado arriesgue su capital protege al Gobierno en el caso de una transición rápida, a los funcionarios gubernamentales puede preocuparles que el público los culpe por no aprovechar la oportunidad de seguir ganando dinero en el caso de una transición lenta. Una tributación progresiva, en la cual los pagos de impuestos son altos cuando las ganancias son altas, y viceversa, protege al Gobierno en ambos escenarios.

En muchos de los países analizados en este informe, es probable que el nacionalismo haga que la idea de la participación del sector privado sea casi imposible. Pemex de México es un caso en el que el nacionalismo tiene una gran influencia en las decisiones de inversión; el Gobierno ha desalentado la mayor parte de la inversión del sector privado.

Resistir a llenar el vacío dejado por otros

Cuando menos, los Gobiernos deberían mostrarse escépticos ante cualquier vía que aumente la participación de las NOC en proyectos arriesgados. Como muestran nuestros resultados, el capital privado en el sector ha disminuido en la última década.

Si los inversionistas privados se muestran aprensivos frente a un movimiento global de lucha contra el cambio climático que impulsa escenarios poco realistas de transición rápida, puede que algunas NOC vean esto como una oportunidad para adquirir los activos de los que las IOC se desprenden. Sin embargo, estos argumentos deben ser objeto de un escrutinio riguroso por parte de los Gobiernos, utilizando las herramientas antes comentadas para evaluar el riesgo de la transición energética.

Asegurarse de que las entidades del Gobierno y las NOC no persigan objetivos contrapuestos

Los factores clave para decidir entre si una NOC “liquida”, si comparte el riesgo con el sector privado o si “sigue en la mesa” son los objetivos que esta persigue. Por ejemplo, dichos objetivos pueden ser maximizar los ingresos, asegurar el suministro de combustible, convertirse en un operador o mantener el prestigio nacional o corporativo (incluso si este solo es implícito).

El Gobierno y los actores de la sociedad civil deben decidir si los objetivos que sigue la NOC están llevándola a asumir apuestas arriesgadas que exponen el capital público al riesgo de la transición energética, y tomar la difícil decisión de cambiar estos objetivos si dicho riesgo es intolerable. Un problema particular se produce cuando áreas diferentes del Gobierno tienen objetivos diferentes; de ahí la necesidad de ampliar el ámbito de las personas involucradas en estas decisiones.



Algunas NOC argumentan que cuentan con “planes de escape” para evitar los efectos de la transición energética global. Sin embargo, estos no son infalibles. Las NOC deberían divulgar sus análisis de estos planes para que pasen por un escrutinio más amplio antes de desechar la necesidad de tomar medidas drásticas para mitigar el riesgo de la transición energética.

Apéndice

Datos

Siempre que ha sido posible, hemos utilizado información de la Base de Datos de Empresas Petroleras Estatales de NRGÍ: datos financieros extraídos de documentos públicos oficiales y agrupados utilizando un método coherente para facilitar el análisis intersectorial y la comparación de las empresas⁷¹. Sin embargo, para gran parte del análisis, en especial las previsiones, nos basamos en los datos de UCube de Rystad Energy. Este utiliza una combinación de información reportada públicamente por las empresas, junto con entrevistas y modelización.

Por su naturaleza prospectiva, los reportes de las empresas son previsiones en sí mismos. De ahí que, pese a que los analistas de petróleo y gas utilizan ampliamente estos datos, es posible que no reflejen las proyecciones internas de las NOC para todos los proyectos, y están sujetos a revisión. Aunque no creemos que haya un sesgo significativo al alza o a la baja a nivel global, agradecemos cualquier corrección por parte de las NOC y otros.



71 Natural Resource Governance Institute, *National Oil Company Database* [Base de datos de empresas petroleras estatales], consultada el 23 de octubre de 2023.

Identificación de las NOC

Hemos identificado 58 grupos de NOC (la suma de empresas matrices y subsidiarias) a partir de las empresas de la Base de Datos de Empresas Petroleras Estatales. La lista de Rystad Energy es más amplia, pero incluye subsidiarias y regímenes de inversión gubernamentales.

Tabla 1. Nombres y países de las empresas petroleras estatales incluidas en este estudio.

Adnoc (EAU)	GNPC (Ghana)	Pertamina (Indonesia)	SNG (Camerún)
Bapco (Bahrén)	KazMunayGas (Kazajistán)	Petroamazonas (Ecuador)	SNPC (República del Congo)
Basra Oil Company (Irak)	KPC (Kuwait)	Petrobangla (Bangladesh)	Socar (Azerbaiyán)
CNOOC (China)	MOGE (Myanmar)	Petrobras (Brasil)	Sonahydroc (Dem. Rep. del Congo)
CNPC (China)	Naftogaz (Ucrania)	PetroChina (China)	Sonangol (Angola)
Cupet (Cuba)	Namcor (Namibia)	Petroci (Costa de Marfil)	Sonatrach (Argelia)
Ecopetrol (Colombia)	National Oil Kenya (Kenia)	Petronas (Malasia)	Staatsolie (Surinam)
EGPC (Egipto)	Nilepet (Sudán del Sur)	PetroSA (Sudáfrica)	Sudapet (Sudán)
ENH (Mozambique)	NIOC (Irán)	PetroVietnam (Vietnam)	TPDC (Tanzania)
ENOC (EAU)	NNPC (Nigeria)	PNOC (Filipinas)	Turkmengaz (Turkmenistán)
Equinor (Noruega)	NOC Libya (Libia)	PTT (Tailandia)	UNOC (Uganda)
ETAP (Túnez)	ONGC (India)	QatarEnergy (Qatar)	YOGC (Yemen)
Gabon Oil Company (Gabón)	OQ (Omán)	Rosneft (Rusia)	YPF (Argentina)
Gazprom (Rusia)	PDVSA (Venezuela)	Saudi Aramco (Arabia Saudita)	
GEPetrol (Guinea Ecuatorial)	Pemex (México)	Sinopec (China)	

Áreas para investigaciones adicionales

Hay tres áreas principales en las que realizar investigaciones adicionales podría ayudar a reforzar nuestros cálculos. A continuación, exponemos los problemas y examinamos cómo la mejora de los cálculos en cada una de estas áreas podría cambiar nuestros resultados.

Precios del gas

Para simplificar el alcance de nuestro modelo, asumimos que no hay diferencias en la forma en que cambian los precios del gas y del petróleo en cada uno de los escenarios de la AIE. Sin embargo, sabemos que la inversión en campos de gas es significativa para algunas NOC. No obstante, calculamos la exposición al riesgo utilizando los precios del gas reportados directamente por la AIE, que informa de los precios para Estados Unidos (Henry Hub), Europa, China y Japón.

Tomando un promedio simple de estos precios (a excepción del precio Henry Hub, dado que Estados Unidos no importa mucho gas), los precios para cada escenario en el año 2030 son los siguientes: STEPS, USD 9.7 por millón de unidades térmicas británicas (mBtu por sus siglas en inglés); APS, USD 8.5/mBtu; y NZE, USD 5.3/mBtu.

Aplicamos estos precios a todos los campos de gas y condensados de gas, pero no al gas asociado a los campos petrolíferos. Basado en este conjunto de precios del gas, el efecto general es la reducción de la exposición al riesgo de algunos países. Sin embargo, si se considera únicamente la proporción de las carteras de las NOC expuestas en el escenario APS, solo 14 de 53 países se ven afectados. Argelia, Angola y Argentina son los más afectados, cada uno de ellos experimenta al menos una caída del 10 por ciento en la exposición al riesgo.

Cronología

Un factor que podría cambiar la exposición al riesgo de los proyectos es el momento en el que fluyen sus ingresos. Es posible obtener datos año a año sobre los flujos de efectivo esperados de los proyectos, pero no construimos un modelo que los tome en cuenta de manera explícita. Sin embargo, el precio de equilibrio estimado sí lo hace de manera implícita. Este es el precio que debe mantenerse a lo largo de toda la vida de un proyecto para que dicho proyecto sea rentable. Un proyecto con una duración de 10 años requiere que el precio se mantenga durante esos 10 años.

Nuestros cálculos no reconocen las ventajas que obtienen los proyectos con fechas de finalización tempranas si los precios disminuyen con el tiempo. Si una empresa petrolera estatal invierte predominantemente en proyectos de este tipo, su exposición al riesgo debería reducirse. Sin embargo, no creemos que esta mejora reduzca radicalmente nuestras estimaciones de la exposición al riesgo de las NOC. El 74 por ciento de los proyectos en nuestros datos finalizan después de 2040, el punto final del periodo que analizamos. La mediana corresponde al año 2051.

Riesgo de carbono

Un área final de mejora es incluir el impacto de las políticas de fijación de precios del carbono que afectan a los impuestos al carbono y a los sistemas de comercio de emisiones. El impacto de estas políticas es uno de los aspectos del riesgo de la transición energética, pero, debido a la falta de datos disponibles a nivel de proyecto, no lo hemos incluido en el análisis.

Aunque el efecto actual de las políticas de fijación de precios del carbono en las NOC es relativamente pequeño, está en aumento. Hay tres factores por considerar:

1. Cobertura geográfica

Las políticas de fijación de precios del carbono cubren actualmente el 23 por ciento de las emisiones globales, un aumento significativo frente al 7 por ciento de hace una década⁷². Los ingresos gubernamentales derivados de estas políticas totalizaron USD 100 000 millones en 2022, por lo que existe un incentivo cada vez mayor para mantenerlas.

2. Precio

A pesar de esta cobertura general, solo el 5 por ciento de las emisiones están cubiertas por un precio directo del carbono igual o superior al nivel necesario para reducir las emisiones lo suficiente como para cumplir con el objetivo del Acuerdo de París.

Pocas políticas afectan a las principales áreas de producción de petróleo y gas a una tasa superior a USD 20 por tonelada, aunque esto podría cambiar con el tiempo, dados los anuncios realizados en Canadá, Estados Unidos y Noruega⁷³.

3. Intensidades del carbono y el metano

Los proyectos incluidos en nuestro análisis tienen una amplia gama de intensidades de carbono y de metano, por lo que incluir el impacto de un precio del carbono podría cambiar significativamente la exposición relativa de las NOC.

Por ejemplo, el Registro Global de Combustibles Fósiles proporciona datos sobre emisiones de carbono y de metano para petróleo y gas en toda la cadena de suministro (producción, refinación y uso final), agregados a nivel de país⁷⁴.

Las emisiones totales por barril de petróleo de los países del cuartil superior son más de un 60 por ciento mayores que las de los países del cuartil inferior⁷⁵. La cifra equivalente para el gas supera el 90 por ciento. La figura 12 muestra la amplia gama de intensidades de metano para la producción de petróleo en diferentes países.

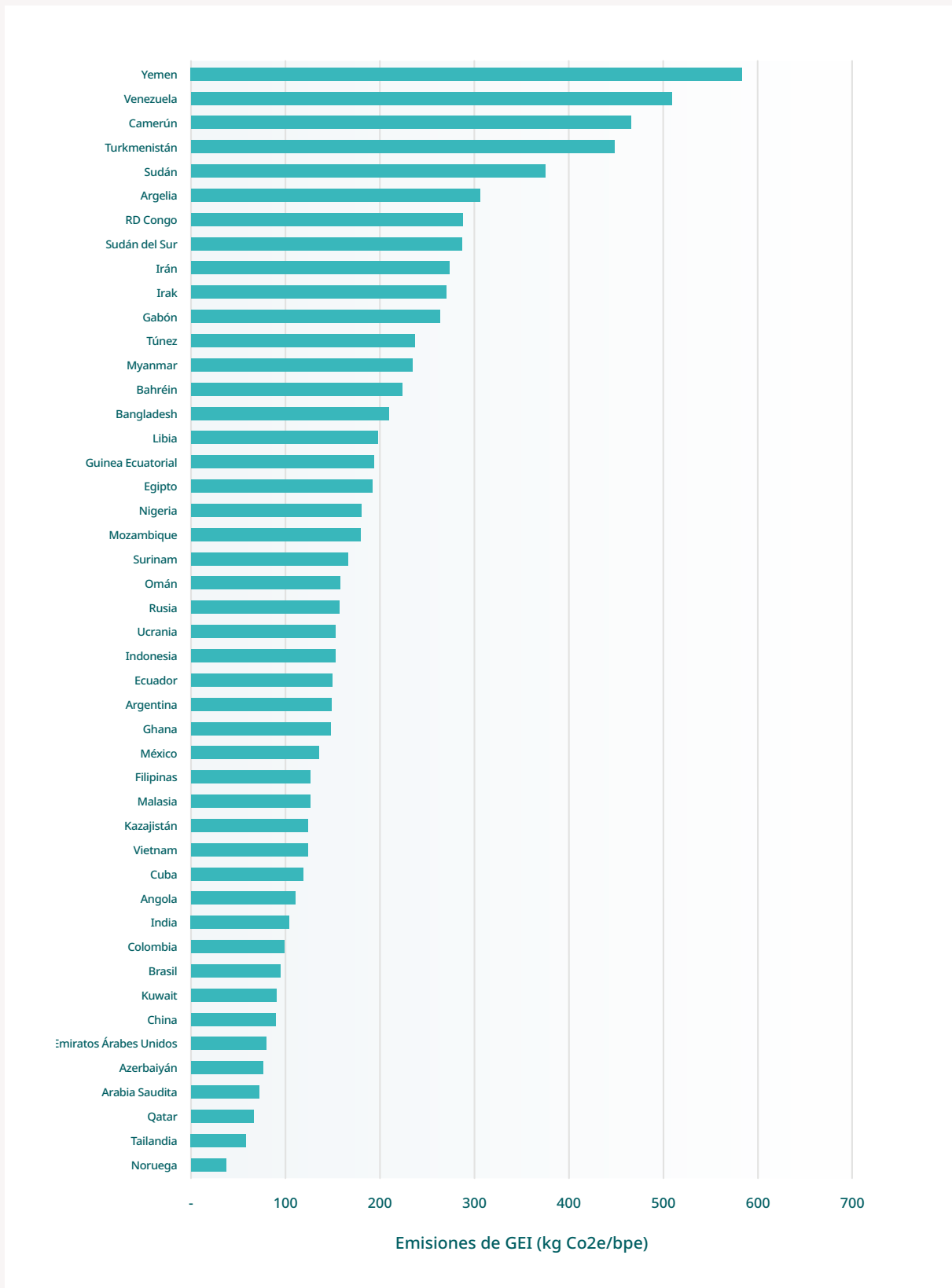
72 World Bank, *State and Trends of Carbon Pricing 2023* [Estado y tendencias de la fijación del precio del carbono 2023] (2023).

73 Wood Mackenzie, *Carbon pricing plans 'could transform upstream oil and gas economics'* [Los planes de fijación de precios del carbono "podrían transformar la economía del sector upstream de petróleo y gas"] (2021).

74 Registro Global de Combustibles Fósiles, consultado el 23 de octubre de 2023.

75 William Davis y Amir Shafaie, *Why Resource-Rich Countries Should Cut Emissions from Extractive Operations* [Por qué los países ricos en recursos deben reducir las emisiones de las operaciones de extracción] (Natural Resource Governance Institute, 2023).

Figura 12. Emisiones estimadas de cadenas de suministro de petróleo, kilogramos de CO2 equivalente por barril de petróleo⁷⁶



76 Registro Global de Combustibles Fósiles, consultado el 23 de octubre de 2023.

Referencias

- BloombergNEF. *Electric Vehicle Outlook*, 2023. about.bnef.com/electric-vehicle-outlook.
- Boer, Lukas; Andrea Pescatori y Margin Stuermer. *Not All Energy Transitions Are Alike: Disentangling the Effects of Demand- and Supply-Side Policies on Future Oil Prices*. International Monetary Fund, 2023. ideas.repec.org/p/imf/imfwpa/2023-160.html.
- Bond, Kingsmill et al. *X-change: Electricity*. Rocky Mountain Institute, 2023. rmi.org/insight/x-change-electricity.
- Bond, Kingsmill; Sam Butler-Sloss, Daan Walter, Harry Benham, Edward J. Klock-McCook, Dave Mullaney, Yuki Numata, Laurens Speelman, Clay Stranger y Nigel Topping. *X-change: Cars: the end of the ICE age*. Rocky Mountain Institute, 2023. rmi.org/insight/x-change-cars.
- Bond, Kingsmill. *Decline and Fall: The Size and Vulnerability of the Fossil Fuel System*. Carbon Tracker, 2020. carbontracker.org/reports/decline-and-fall.
- Bruce-Lockhart, Chelsea; Nicola Fulghum y Dave Jones. *Half of the world is past a peak in fossil power*. Ember, 2023. ember-climate.org/insights/research/half-of-the-world-has-passed-peak-fossil-power.
- ClimateWise. *Transition risk framework. Managing the impacts of the low carbon transition on infrastructure investments*. 2019. www.tcfhub.org/wp-content/uploads/2019/07/CISL-Climate-Wise-Transition-Risk-Framework-Report.pdf.
- Coffin, Mike. *ExxonMobil is planning on climate failure despite 'Advancing Climate Solutions'*. Carbon Tracker, 2022. carbontracker.org/exxonmobil-is-planning-on-climate-failure-despite-advancing-climate-solutions.
- Colelli, Francesco Pietro; Johanne Emmerling, Giacomo Marangoni, Malcolm N. Mistry y Enrica De Cian. "Increased energy use for adaptation significantly impacts mitigation pathways." *Nature Communications* 13 (2022). www.nature.com/articles/s41467-022-32471-1.
- Davis, William y Amir Shafaie. *Why Resource-Rich Countries Should Cut Emissions from Extractive Operations*. Natural Resource Governance Institute, 2023.
- Dougherty-Choux, Lisa. *The Costs of Climate Adaptation, Explained in 4 Infographics*. World Resources Institute, 2015. www.wri.org/insights/costs-climate-adaptation-explained-4-infographics.
- Fouquet, Roger. "Historical energy transitions: speed, prices and system transformation." *Energy Research & Social Science*, 22 (2016). www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421510004921.
- Furnaro, Andrea y David Manley, *Facing the Future: What National Oil Companies Say About the Energy Transition* (Natural Resource Governance Institute, 2023).
- Global Registry of Fossil Fuels. fossilfuelregistry.org.
- Grübler, Arnulf; Nebojša, Naki'enović y David G. Victor. "Dynamics of energy technologies and global change." *Energy Policy*, 27 no. 5 (1999). doi:10.1016/S0301-4215(98)00067-6.
- Heller, Peter. "Fiscal Space: What it is and how to get it." *Finance and Development, International Monetary Fund*, 42 no. 2 (2005). www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/2005/06/basics.htm.
- Huebner, Charlotte y Patrick R.P. Heller. *National Oil Company Database Methodology Guide*. Natural Resource Governance Institute, 2021.
- International Energy Agency. *Global EV Outlook 2023*. 2023. www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023.
- International Energy Agency. *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5°C Goal in Reach*. 2023. www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach.
- International Energy Agency. *Oil total final consumption by sector, 1971–2018*.
- International Energy Agency. *The Future of Petrochemicals*. 2018. www.iea.org/reports/the-future-of-petrochemicals.
- International Energy Agency. *World Energy Investment 2023*. 2023. www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023.
- International Energy Agency. *World Energy Outlook 2022*. 2022. www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022.
- International Energy Agency. *World Energy Outlook 2023*. 2023. www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023.
- International Monetary Fund. *Global Debt Database*. 2023. www.imf.org/external/datamapper/datasets/GDD.
- Jaeger, Joel. *These 8 Countries Are Scaling Up Renewable Energy the Fastest*. World Resources Institute, 2023. www.wri.org/insights/countries-scaling-renewable-energy-fastest.
- Manley, David y Patrick R.P. Heller, *Risky Bet: National Oil Companies in the Energy Transition* (Natural Resource Governance Institute, 2021). resourcegovernance.org/publications/risky-bet-national-oil-companies-energy-transition.

McKerracher, Colin. "China Reaches Peak Gasoline in Milestone for Electric Vehicles," *Bloomberg*, 29 de agosto de 2023. www.bloomberg.com/news/newsletters/2023-08-29/china-reaches-peak-gasoline-in-milestone-for-electric-vehicles.

McMillan, Greg. "What 'peak oil' will mean for China." *Financial Times*, 27 de septiembre de 2023. www.ft.com/content/6acfcbb4-0a29-4f4a-bf13-d0242072fdae.

Natural Resource Governance Institute, *National Oil Company Database*. 2023. nationaloilcompanydata.org.

Ogeer, Naadira. *Oil and Gas Decommissioning Toolkit: Practical Guidance for Governments*. Commonwealth Secretariat, 2022. www.thecommonwealth-ilibrary.org/index.php/comsec/catalog/view/1078/1076/9542.

Oxford Institute for Energy Studies. *Energy Transition, Uncertainty, and the Implications of Change in the Risk Preferences of Fossil Fuel Investors*. 2019. www.oxfordenergy.org/publications/energy-transition-uncertainty-implications-change-risk-preferences-fossil-fuels-investors.

Pertamina. *Annual Report 2022*. 2023. www.pertamina.com//Media/File/Pertamina_Annual%20Report%202022_20230608.pdf.

Picciariello, Angela and Paasha Mahdavi. *Opportunity NOCs: How investors can jumpstart energy transitions in national oil companies*. The International Institute for Sustainable Development and the University of California, Santa Barbara, 2023. www.iisd.org/publications/report/energy-transitions-national-oil-companies.

Rivera de Jesús, César Augusto. *Apoyos fiscales y patrimoniales a Pemex*. Centro de Investigación Económica y Presupuestaria, 2023. ciep.mx/wp-content/uploads/2023/10/Apoyos_fiscales_y_patrimoniales_Renta_petrolera_neta.pdf.

Rives, Karin. "Natural gas use may affect climate as much as coal does if methane leaks persist." *S&P Global Market Intelligence*, 27 de diciembre de 2021.

Rystad Energy. *Higher capital cost expected to hike long-term prices and promote tight oil*. 2023.

Sappington, David E. M. y J. Gregory Sidak. "Anti-Competitive Behavior by State-Owned Enterprises: Incentives and Capabilities." In *Competing with the Government: Anti-Competitive Behavior and Public Enterprises*, ed. R. Richard Geddes (Hoover Institution Press, 2004).

Sayne, Aaron. Framework for Countries Evaluating Gas-to-Power Pathways. Natural Resource Governance Institute, 2022. resourcegovernance.org/publications/framework-countries-evaluating-gas-power-pathways.

Steadman, Shandelle; Ipek Gençsü, Shakira Mustapha, Sarah Colenbrander y Judith Tyson. *Indebted: how to support countries heavily reliant on oil and gas revenues to secure long-term prosperity*. Overseas Development Institute, 2023. odi.org/en/publications/indebted-how-to-support-countries-heavily-reliant-on-oil-and-gas-revenues-to-secure-long-term-prosperity.

Stern, Nicolas. "A Time for Action on Climate Change and a Time for Change in Economics." *The Economic Journal*, 132 no. 644 (2022). doi.org/10.1093/ej/ueac005.

Stockholm Environment Institute, Climate Analytics, E3G, International Institute for Sustainable Development y United Nations Environment Programme. *The Production Gap: Online Appendix* (2023). doi.org/10.51414/sei2023.050.

Swiss Re Institute. *The economics of climate change: no action not an option*. 2021. www.swissre.com/dam/jcr:e73ee7c3-7f83-4c17-a2b8-8ef23a8d3312/swiss-re-institute-expertise-publication-economics-of-climate-change.pdf.

Tordo, Silvana y Brandon Tracy. *Noora Arfaa. National Oil Companies and Value Creation*. World Bank, 2011.

United Nations Conference on Trade and Development. *Trade and Development Report 2023*. 2023. unctad.org/publication/trade-and-development-report-2023.

Victor, David G.; David R. Hults y Mark C. Thurber. "Introduction." En *Oil and Governance*, ed. David G Victor; David R. Hults, Mark C. Thurber (Cambridge: Cambridge University Press, 2011).

Vina, Michele Della; Zoe Stavrinou y Alberto Gandolfi. *Carbonomics: the green engine of economic recovery*. Goldman Sachs, 2020. www.goldmansachs.com/intelligence/pages/carbonomics-green-engine-of-economic-recovery.html.

Way, Rupert; Matthew Ives, Penny Mealy y J. Doyne Farmer. "Empirically grounded technology forecasts and the energy transition." *Joule*, 6 no. 9 (2022). doi.org/10.1016/j.joule.2022.08.009.

Wood Mackenzie. *Carbon pricing plans 'could transform upstream oil and gas economics'*. 2021. www.woodmac.com/press-releases/carbon-pricing-plans-could-transform-upstream-oil-and-gas-economics.

World Bank Open Data. *General government final consumption expenditure (% of GDP)*. data.worldbank.org/indicator/NE.CON.GOVZS.

World Bank. *State and Trends of Carbon Pricing 2023*. 2023. hdl.handle.net/10986/39796.

Acerca de los autores

David Manley es analista económico principal del Natural Resource Governance Institute (NRGI). Andrea Furnaro es analista de políticas de NRGI. Patrick Heller es director de programas de NRGI e investigador visitante sénior en el Centro de Derecho, Energía y Medio Ambiente de la Facultad de Derecho de la Universidad de California en Berkeley.

Agradecimientos

Los autores agradecen a Lee Bailey, Stephanie Debere y David Tennant-Eyles (Amplify Creative), por su apoyo en la edición y el diseño de este informe; y a Kjell Kuhne (Leave it in the Ground Initiative), Paasha Mahdavi (UC Santa Barbara), Valérie Marcel (Chatham House), David Mihalyi (Banco Mundial), Francisco Monaldi (Instituto Baker para Políticas Públicas), Greg Muttitt (IISD), Keith Myers (Westwood Global Energy) y Angela Picciariello (IISD), por sus comentarios a versiones preliminares de este documento. Agradecen también a sus colegas de NRGI, en particular a Fernanda Ballesteros, Will Davis, Denis Gyeyir, Laury Haytayan, Thomas Scurfield, Aaron Sayne, Amir Shafaie y Anna Cartagena, así como a sus colegas en los equipos de recaudación de fondos, finanzas y recursos humanos y, finalmente, a Jorge Cornejo por la traducción y edición del texto.

Sobre NRGI

Natural Resource Governance Institute (NRGI) es una organización independiente sin fines de lucro que apoya la toma de decisiones informada e inclusiva sobre los recursos naturales y la transición energética. Trabajamos en alianza con agentes de cambio en los Gobiernos y en la sociedad civil para diseñar e implementar políticas justas basadas en evidencias, así como en las prioridades de los ciudadanos de países en desarrollo ricos en recursos naturales. Más información en www.resourcegovernance.org
