

Pemex y la transición energética: respuestas oportunas a retos crecientes

FERNANDA BALLESTEROS, ANDREA FURNARO Y DAVID MANLEY

MAYO DE 2024

Natural Resource Governance Institute

Natural Resource Governance Institute (NRGI), 2024

Autores: Fernanda Ballesteros, Andrea Furnaro y David Manley
Editor: Pablo García
Diseño y diagramación: Jenny Castro
Foto de portada: Armando Salgado/NRGI
Primera edición digital: Mayo de 2024

Contenido

Mensajes clave 5

Síntesis de recomendaciones 7

Introducción 9

1. Pemex y México frente al riesgo de la transición energética mundial 11

1.1 La transición energética mundial podría dejar varios impactos financieros, laborales y energéticos en México 11

1.2 Una caída permanente en la demanda mundial de petróleo es cada vez más probable 17

1.3 Centrarse en el mercado doméstico no protegerá a Pemex del riesgo de la transición mundial 20

2. La transición energética puede agravar la actual crisis 23

2.1 Ciclo 1: menos producción y menos inversiones 24

2.2 Ciclo 2: confianza de los acreedores y costos de la deuda 32

3. Estrategias para enfrentar el riesgo **34**

3.1 Reconocer y evaluar el riesgo de la transición energética **34**

3.2 Mitigar el riesgo mediante un plan de negocios resiliente **39**

3.3 Supervisión del riesgo de transición por parte del estado mexicano **43**

4. Conclusiones **46**

Mensajes clave

- Para evitar una catástrofe climática, es necesaria una transición energética que dé salida progresiva a los combustibles fósiles. Sin embargo, esta transición tendría un impacto en países productores de petróleo y en sus empresas estatales, como México y Pemex. Según nuestro análisis, aproximadamente USD 10 000 millones en activos de la empresa no alcanzarían el punto de equilibrio en el Escenario de Compromisos Declarados (APS) de la Agencia Internacional de Energía (IEA), lo que tendría un impacto económico en la sociedad mexicana en general debido a la disminución de los ingresos públicos procedentes de esta industria y, de forma más severa, en comunidades vinculadas a la industria petrolera como los estados de Campeche y Tabasco.

- Es cada vez más probable que la transición energética resulte en una caída progresiva y permanente de la demanda mundial de petróleo. Si bien el mercado interno en México tiene un tamaño significativo, centrarse en producir para satisfacer la demanda doméstica no representa una protección adecuada ante el riesgo que implica tal transición.

- Pemex atraviesa una complicada situación financiera, que la transición energética podría agravar. Se trata de la empresa estatal petrolera más endeudada del mundo, con altos costos en su sistema de refinación, sus pasivos laborales y varios proyectos upstream. Estos desafíos no hacen más que empeorar la posición de la empresa frente a los impactos

de la transición energética. Por lo tanto, es difícil que Pemex pueda ser parte del grupo de empresas petroleras estatales que sobrevivan la transición energética hasta el final, o que sea de las últimas que queden en pie.

- La raíz del problema en el caso mexicano es el descenso de la producción y los elevados costos. La extracción de petróleo ha experimentado una caída de largo plazo. Aun con apoyos financieros sustanciales por parte del Gobierno, Pemex no ha podido revertir de forma significativa la producción a la baja, y es poco probable que esta situación cambie radicalmente.

- Sin ganancias suficientes, el endeudamiento de Pemex aumentará. Por su parte, los acreedores se han mostrado dispuestos a seguir prestándole dinero a Pemex, dada la expectativa de que el respaldo gubernamental continuará. Sin embargo, en la medida en que más acreedores tomen en serio el riesgo de la transición energética y la necesidad de descarbonizar sus inversiones, este apoyo será crecientemente cuestionado y aumentarán las tasas de interés para Pemex y/o el Gobierno mexicano (las cuales, de hecho, ya han empezado a aumentar). Esto podría hacer prohibitivo el costo de endeudamiento de la empresa y provocar una espiral de problemas financieros que a su vez provoquen que el apoyo gubernamental resulte demasiado costoso.

Síntesis de recomendaciones

A partir de nuestro análisis, proponemos **tres estrategias** para enfrentar el riesgo, relevantes para Pemex, el Gobierno y los tomadores de decisiones de política en México. Creemos que se debe ampliar la discusión en torno a las siguientes recomendaciones:

1. **Reconocer y evaluar el riesgo de la transición energética.** Si bien Pemex ya ha comenzado a reconocer el riesgo asociado a la transición energética, todavía hay mucho más que se puede hacer para avanzar hacia la publicación transparente de análisis de riesgo, lo que es crucial para el escrutinio público y para desarrollar respuestas informadas. Pemex debe realizar análisis rigurosos que le permitan evaluar el impacto financiero de la transición energética en distintos escenarios de precios del petróleo y carbono. Para asegurarse de que tal análisis de escenarios sea efectivo, Pemex debe, como mínimo: (i) tomar en cuenta la incertidumbre, usando varios escenarios de precio en lugar de solo uno; (ii) usar métricas que evalúen la viabilidad financiera de las inversiones futuras, y publicar resultados y supuestos, y (iii) cerciorarse de que efectivamente se usan los resultados en las decisiones de inversión.

2. **Mitigar el riesgo mediante un plan de negocios resiliente.** Pemex debe redirigir sus inversiones hacia estrategias más resilientes, lo que implica enfocarse en proyectos con mayor retorno económico y evaluar la viabilidad de diferentes opciones de diversificación. Esto puede incluir inversiones en energías renovables y otras actividades de bajo carbono, siempre y cuando se alineen con las capacidades de la empresa. Es fundamental que Pemex y la Comisión Federal de Electricidad construyan una visión coordinada con el fin de apoyar la transición energética doméstica y las estrategias de mitigación de los riesgos de transición.

3. **Supervisión del riesgo por parte del Estado mexicano.** El Estado mexicano, como propietario único de Pemex, es responsable de establecer objetivos y procesos de toma de decisiones al interior de la empresa y también de vigilar su cumplimiento. Por ello, diferentes entidades deben transformarse si lo que se pretende es incorporar y supervisar el riesgo de transición: la Secretaría de Energía, desde su liderazgo en la planeación de la transición energética en el país, debe promover una mejor gestión del riesgo y construir sinergias entre las empresas estatales del sector; la Secretaría de Hacienda debe reconsiderar las condiciones para transferir recursos públicos a Pemex, y los reguladores energéticos deben tomar en cuenta el riesgo de transición a la hora de aprobar nuevos proyectos y también en aquéllos que ya están en operación, al tiempo que establece las prospectivas y metas de producción.



Plataforma, Sonda de Campeche, México. Armando Salgado/NRGI

Introducción

Avanzar en la transición energética mundial es indispensable para evitar los peores impactos de la crisis climática. Sin embargo, el proceso trae aparejados riesgos para los países productores de combustibles fósiles y las empresas petroleras estatales (NOC por sus siglas en inglés), como México y Petróleos Mexicanos (Pemex). La Agencia Internacional de Energía (AIE) estima que, si los gobiernos mundiales cumplen con los compromisos climáticos que adquirieron, la demanda mundial de petróleo crudo se reducirá a la mitad para el año 2050[1]. No lo suficiente para cumplir con el Acuerdo de París, pero sí para preocupar a las empresas petroleras y a los gobiernos productores de petróleo.

La transición energética llega en un momento en el que Pemex ya enfrenta desafíos. Su producción de petróleo se ha reducido casi a la mitad desde que comenzó a decrecer en 2010. Como resultado, México es hoy un importador neto de productos petroleros. En un esfuerzo por fortalecer la 'soberanía energética´—como la define el Gobierno de Andrés Manuel López Obrador— y asegurar un suministro diversificado y seguro de petróleo, Pemex ha invertido cantidades significativas en el sistema nacional de refinación. Además, arrastra grandes compromisos financieros derivados del gasto en pensiones de sus trabajadores. Considerada la empresa petrolera más endeudada del mundo[2], Pemex se mantiene a flote gracias al apoyo sustancial del Gobierno. La deuda de Pemex sobrepasa los 100 000 millones de dólares, que equivale al 5.6 % del Producto Interno Bruto estimado para 2023[3].

Aunado a esto, un porcentaje relevante de las finanzas públicas sigue proviniendo de los ingresos petroleros. En 2023, los ingresos petroleros representaron el 15 %

1 International Energy Agency, World Energy Outlook 2023 [Perspectivas Energéticas Mundiales 2023], 2023.
2 The Economist, "Pemex is the world's most indebted oil company" [Pemex es la petrolera mas endeudada del mundo], 12 de Octubre de 2023, https://www.economist.com/the-americas/2023/10/12/pemex-is-the-worlds-most-indebted-oil-company.
3 IMCO, Pemex en la mira: Análisis de resultados al cuarto trimestre de 2023, 28 de febrero de 2024, imco.org.mx/wp-content/uploads/2024/02/REPORTE_PEMEX_4T2023_28Feb2024.pdf.

del total de ingresos presupuestarios. De estos, 10 % (736 578 millones de pesos) provino de los ingresos que aporta Pemex. Si consideramos el aporte que hace Pemex al Fondo Mexicano del Petróleo, la participación de Pemex en los ingresos presupuestarios de 2023 aumenta a aproximadamente el 22 %[4,5]. Sin embargo, como explicaremos más adelante, una parte importante de este aporte ha sido absorbido por la propia Pemex a través de los apoyos financieros que ha recibido del Gobierno.

Estos factores colocan a Pemex en una situación particularmente difícil para hacer frente al reto de la transición energética mundial. La respuesta de Pemex y del Gobierno será crucial para la sostenibilidad de la empresa estatal, las finanzas públicas[6], la seguridad energética y las 520 000 personas que Pemex y las industrias asociadas emplean, particularmente en estados como Tabasco y Campeche, donde Pemex extrae la mayor parte del petróleo, correspondiente al 50 % y 41 % de la producción total de la compañía, respectivamente[7].

Para el próximo Gobierno las decisiones que se tomen en torno a Pemex serán cruciales, y las propuestas de cómo enfrentará la empresa estos enormes retos, incluyendo los riesgos de la transición energética, deberán discutirse en lo que resta de campaña electoral, así como durante el próximo gobierno. Estas elecciones representan una oportunidad para que los ciudadanos exhorten a los dirigentes políticos a que se comprometan a enfocar los retos que enfrenta Pemex en el contexto de la transición, con miras a avanzar en la consecución de las metas energéticas y de descarbonización del país. Así, el presente documento contribuye a mejorar el entendimiento de la situación de Pemex en el panorama descrito y ofrece algunas recomendaciones[8].

---

4 Estimaciones propias en base al Sistema de Información Económica del Banco de México y al cálculo realizado por CIEP del aporte promedio de Pemex al FME de 98% entre 2015 y 2020, el cual se utilizó para estimar el aporte en 2022. Banxico, *Ingresos Presupuestales del Sector Público*, www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=9&accion=consultarCuadro&idCuadro=CG8&locale=es.

5 Joel Tonatiuh Vásquez Pérez, "Ingresos y transferencias del Fondo Mexicano de Petróleo", *CIEP*, 5 de mayo de 2020, ciep.mx/ingresos-y-transferencias-del-fondo-mexicano-del-petroleo/.

6 Pemex está estrechamente relacionado al desarrollo de México. Y aunque los ingresos por petróleo del gobierno federal han disminuido desde el 2014, el desempeño de la compañía continúa teniendo un peso importante en la sostenibilidad de las finanzas públicas. México Evalúa, "5 evidencias sobre las finanzas públicas: Anual 2022", *Números De Erario*, 1 de marzo de 2023, numerosdeerario.mexicoevalua.org/2023/03/01/5-evidencias-sobre-las-finanzas-publicas-anual-2022%EF%BF%BC/.

7 "Actividad de PEMEX impulsa a Tabasco y estados del sur", *Energía Hoy*, 21 de abril de 2023, energiahoy.com/2023/04/21/actividad-de-pemex-impulsa-a-tabasco-y-estados-del-sur/#:~:text=Las%20inversiones%20petroleras%20en%20Tabasco,Estad%C3%ADstica%20y%20Geograf%C3%ADa%20(Inegi).

8 Este documento fue desarrollado a partir de una sesión de trabajo en México el 25 y 27 de abril, 2023, donde participaron 35 personas del sector energético y organizaciones climáticas. Desarrollamos un ejercicio de escenarios para discutir las implicaciones de la transición energética para Pemex y México. Con base en esta discusión, mejoramos nuestro análisis preliminar. Este reporte presenta un resumen de esas ideas.
NRGI, *Pemex y la transición energética: Análisis de escenarios para la toma de decisiones,* marzo de 2024, resourcegovernance.org/sites/default/files/2024-03/Memoria_Pemex%20y%20la%20transición%20energética.pdf.

1. Pemex y México frente al riesgo de la transición energética mundial

1.1 La transición energética mundial podría dejar varios impactos financieros, laborales y energéticos en México

1.1.1 Algunos activos petroleros podrían quedar varados financieramente

En un reporte previo, revisamos los proyectos de exploración y producción de gas y petróleo en los que Pemex podría invertir en los próximos diez años[9]. Analizamos los precios de equilibrio para cada proyecto a partir de los datos de la empresa consultora Rystad Energy, y los comparamos con los precios estimados de tres escenarios de transición energética de la AIE[10]:

- **Escenario Cero Emisiones Netas** (NZE por sus siglas en inglés), el cual contempla un futuro en el que la economía mundial emite cero emisiones netas para 2050. La transición energética global es rápida;
- **Escenario de Compromisos Declarados** (APS por sus siglas en inglés), el cual contempla un futuro en el que los gobiernos implementan todas sus promesas climáticas, independientemente de si están establecidas en legislación o política, y lo que esto significa para el sector energético. La transición energética global es moderada, y

9 David Manley, Andrea Furnaro and Patrick Heller, *Apuestas más arriesgadas, bolsillos más pequeños,* Natural Resource Governance Institute, enero de 2024, resourcegovernance.org/sites/default/files/2024-03/NRGI_Apuestas%20más%20arriesgadas_bolsillos%20más%20pequeños_ESP.pdf.

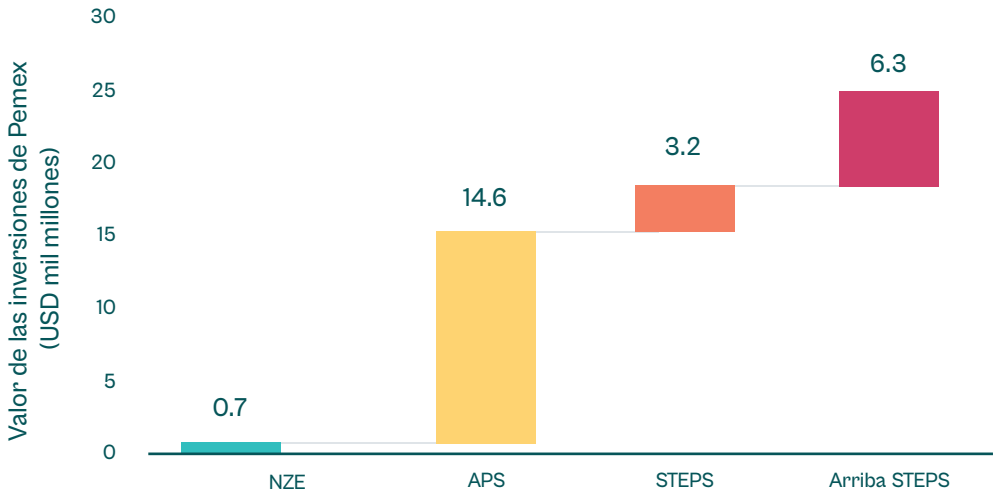
10 Definimos un precio de equilibrio como el precio necesario para que un proyecto petrolero genere suficiente utilidad para pagar los costos del proyecto, los impuestos, y otros pagos al gobierno, más un mínimo de utilidad que justifique la inversión. No existe un número universal para el retorno mínimo esperado por los inversionistas, pero suponemos una tasa de retorno del 10 por ciento anual (nominal) sobre el capital invertido.

- **Escenario de Políticas Establecidas** (STEPS por sus siglas en inglés), el cual contempla un futuro en el que los gobiernos no imponen nuevas políticas de transición climática y energética, sino que se basan en políticas que ya están siendo implementadas y desarrolladas, y la transición energética es lenta[11].

Para cada uno de estos escenarios, estimamos un precio promedio del petróleo para el periodo 2023 a 2040. El resultado fue de 20 dólares por barril en el escenario NZE; 45 dólares en el APS y 56 dólares en el STEPS[12].

La Figura 1 muestra que la mayoría de las posibles inversiones de Pemex en la próxima década serían rentables bajo el escenario APS. Sin embargo, 9.5 mil millones de dólares (163 000 millones de pesos) del capital de Pemex podría dirigirse a proyectos con costos más altos que no serían rentables bajo este escenario. Pemex ocupa el puesto número 11 entre las empresas petroleras estatales con mayor exposición al riesgo de transición, de las 58 que analizamos. Si la empresa persigue un objetivo enfocado únicamente en maximizar la producción, puede verse forzada a invertir en proyectos con altos costos, que no serán rentables en un contexto de acelerada transición energética mundial.

Figura 1. Valor de las inversiones de exploración y producción de gas y petróleo de Pemex que alcanzan el precio de equilibrio en cada uno de los escenarios de la IEA



11 IEA, *World Energy Outlook 2023,* octubre de 2023, www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023.
12 Para una descripción completa de nuestro método, ver:
David Manley, Andrea Furnaro and Patrick Heller, "Apuestas más arriesgadas, bolsillos más pequeños", *NRGI*, 31 de enero de 2024, resourcegovernance.org/es/publications/riskier-bets-smaller-pockets-national-oil-companies-public-money-energy-transition.

Por su parte, la Tabla 1 muestra los principales proyectos petroleros que Pemex podría desarrollar en la próxima década y que no alcanzan el punto de equilibrio en el escenario NZE. Se trata de proyectos nuevos o de la expansión de proyectos que ya se encuentran en producción. Para cada uno estimamos si se alcanzaría o no el punto de equilibrio en el escenario APS. Es importante recalcar que en nuestros cálculos ninguno de los proyectos de la cartera de Pemex de inversión a 10 años alcanza el punto de equilibrio bajo el escenario NZE.

Queda revelado que algunos proyectos nuevos a desarrollar tienen precios de equilibrio relativamente bajos, por lo que, desde una perspectiva puramente económica, tendría más sentido que Pemex los desarrollara en lugar de expandir proyectos ya existentes, pero con precios de equilibrio más altos. Esta situación es particularmente problemática si tomamos en cuenta las declaraciones de la AIE, en el sentido de que no queda espacio en el presupuesto global de carbono para nuevos proyectos petroleros[13].

Tabla 1. Principales proyectos de inversión de petróleo[14]

Proyecto	Estado[15]	Reservas de petróleo, 1P (Mill bbl)	Gasto de Capital, valor presente (Million USD)	Precio de equilibrio de Petróleo (USD/bbl)	Alcanza punto de equilibrio en APS
Kante	A desarrollar		872	146	No
Uchukil	A desarrollar	11	936	90	No
Aceite Terciario del Golfo	En producción	11 624	183 028	80	No
Pankiwi Shale	A desarrollar	26	1570	74	No
Maxochitl Shale	A desarrollar	18	1138	74	No
Integral Ek-Balam	En producción	6703	59 291	74	No
Proyecto Cantarell	En producción	176 395	313 129	71	No
Crudo Ligero Marino	En producción	12 126	94 386	65	No
Tamaulipas y Constituciones	En producción	9057	44 240	64	No
Ixtal-Manik	En producción	2799	47 833	55	No

13 IEA, *Net Zero* by 2050, mayo de 2021, www.iea.org/reports/net-zero-by-2050.
14 *Rystad Energy UCube.* Consultado el 30 de enero de 2024.

Proyecto	Estado[15]	Reservas de petróleo, 1P (Mill bbl)	Gasto de Capital, valor presente (Million USD)	Precio de equilibrio de Petróleo (USD/bbl)	Alcanza punto de equilibrio en APS
Tsimin-Xux	En producción	5044	66 537	53	No
Unidad de Negocio Integral Abkatún-Pol-Chuc	En producción	68 774	200 442	52	No
Jujo-Tecominoacan	En producción	16 164	44 802	51	No
Crudo Ligero Marino	A desarrollar		5543	46	Sí
Aceite Terciario del Golfo	A desarrollar	37	1336	44	Sí
Trion	A desarrollar	3392	33 985	43	Sí
Proyecto Ku-Maloob-Zaap	En producción	129 983	448 057	38	Sí
Poza Rica	En producción	47 904	50 686	36	Sí
Pit	A desarrollar	1812	28 485	35	Sí
Antonio J. Bermudez	En producción	55 159	122 371	35	Sí
Integral Yaxché-Xanab	En producción	5059	81 647	35	Sí
Delta del Grijalva	En producción	17 330	45 201	32	Sí
Zama	A desarrollar	2889	20 653	29	Sí
Ogarrio-Sánchez Magallanes	En producción	19 678	51 063	28	Sí

15 Proyectos “a desarrollar” corresponden a proyectos nuevos (o greenfield), mientras que proyectos “en producción” corresponde a la expansión de proyectos actualmente operativos.

1.1.2 El efecto en los pagos de Pemex al Gobierno

Según cálculos realizados por el Centro de Investigación Económica y Presupuestaria (CIEP), entre 2015 y 2018, por cada peso que Pemex recibió del fisco, la empresa aportó 5.7 pesos. En cambio, entre 2019 y 2023 esta cifra bajó a 1.4 pesos. Más específicamente, en 2021 y 2023, las aportaciones fiscales de Pemex fueron menores a los apoyos que la empresa recibió del Gobierno federal[16,17].

En un panorama de transición energética acelerada, los ingresos que aporta Pemex al fisco pueden disminuir aún más. No tenemos un estimado del impacto en ingresos gubernamentales si la demanda mundial de petróleo cae en línea con el escenario APS. Sin embargo, si ésta cae en línea con el escenario NZE, los ingresos gubernamentales de la industria de exploración y producción petrolera podría disminuir en un 84 %, según el análisis de Carbon Tracker[18]. Este análisis también muestra que el aporte de la empresa a los ingresos totales del Gobierno podría reducirse de 18 % al 3 %. Si el Gobierno se ve en la necesidad de seguir apoyando financieramente a Pemex, esta caída podría traducirse en altos y sistemáticos aportes netos negativos por parte de la petrolera. En suma, y como argumentaremos en el capítulo 3, el costo económico y político para el Gobierno de continuar dando este apoyo podría volverse insostenible.

1.1.3 Miles de empleos podrían desaparecer

Pemex es uno de los empleadores más grandes del país, con 117 000 colaboradores directos y alrededor de 400 000 colaboradores indirectos[19,20]. Si la transición energética se sigue acelerando, cada vez se emprenderán menos proyectos petroleros y, en consecuencia, habrá menos trabajo para los empleados de Pemex y de otras compañías de la industria petrolera y asociadas. Esto será especialmente crítico en entidades de México ricas en petróleo, como Campeche, Tabasco y Veracruz, las cuales representaron el 50 %, 41 % y 5.9 % de la producción de hidrocarburos, respectivamente, en 2022[21].

16 César Augusto Rivera de Jesús, "Apoyos fiscales y patrimoniales a Pemex", CIEP, 17 de octubre de 2023, ciep.mx/wp-content/uploads/2023/10/Apoyos_fiscales_y_patrimoniales_Renta_petrolera_neta.pdf.

17 Alejandra Macías Sánchez, Ricardo Cantú Calderón y César Augusto Rivera de Jesús, "La importancia fiscal de PEMEX: Hacia la era post-petróleo", CIEP, 28 de septiembre de 2023, ciep.mx/wp-content/uploads/2023/07/La_brecha_fiscal_post_petroleo_28sep23.pdf.

18 Mike Coffin y Andrew Grant, "Beyond Petrostates: The Urgent Need to Reduce Dependence on Oil in the Energy Transition" [Más allá de los petroestados: La urgente necesidad de reducir la dependencia del petróleo en la transición energética], *Carbon Tracker,* 3 de mayo de 2023, carbontracker.org/reports/petrostates-energy-transition-report/.

19 Michael Lynch, "El Futuro del Petróleo en México: entendiendo el Valor Económico del Nuevo Modelo Energético", EPRINC, enero de 2019, eprinc.org/wp-content/uploads/2019/01/Mexicos-Petroleum-Future-Espa--ol-1.28.19.pdf.

20 Diana Nava, "Pemex elevará su número de empleados a su nivel más alto desde 2017", *Expansión,* 18 de septiembre de 2023, expansion.mx/empresas/2023/09/18/pemex-elevara-numero-de-empleados-nivel-mas-alto.

21 Efraín Mariano, "Campeche lidera producción nacional de hidrocarburos con el 50%", *Energy and Commerce*, 1 de febrero de 2023, energyandcommerce.com.mx/campeche-lidera-produccion-nacional-de-hidrocarburos-con-el-50/#:~:text=De%20esa%20plataforma%2C%20el%20estado,5.9%25%20(111%2C600%20barriles).

1.1.4 El impacto en la seguridad energética es incierto

No es del todo claro cómo la transición energética global podría afectar la seguridad energética en México (la AIE define seguridad energética como la "disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible" [22]). Varios análisis indican que los precios de las fuentes fósiles de energía disminuirán a medida que avance la transición, dado el mayor suministro global de fuentes alternativas. Por ejemplo, si los gobiernos cumplen con sus compromisos climáticos, la AIE espera que el precio del petróleo caiga a 60 dólares por barril en 2050, y el del gas natural a dos dólares por millón de unidades térmicas (MBtu)[23]. Los costos de refinación en Estados Unidos también podrían caer, ya que la demanda de gasolina ya alcanzó su punto máximo en ese país y, por lo tanto, las refinerías podrían tener capacidad excedente. Esta caída en los precios supone una ventaja para países importadores, como México. Sin embargo, también profundizaría la dependencia a importaciones, lo que terminaría afectando la soberanía o independencia energética –la capacidad de México de cubrir su consumo de energía a partir del "aprovechamiento de sus propios recursos"[24]–.

Por otra parte, que disminuyan los precios mundiales no quiere decir que los costos de producir petróleo y gas en México disminuirán. Tal como explicaremos en el capítulo 3, con la caída de la demanda y de los precios mundiales, y la consiguiente retirada de muchos inversionistas de un negocio cada vez menos rentable y perjudicial en términos del combate al cambio climático, el acceso a capital necesario para producir suficiente petróleo en México podría disminuir, lo que daría pie a un escenario de peor seguridad energética, incluso si el proyecto de soberanía es exitoso.

El costo de producción de petróleo en México en un escenario de demanda global decreciente está también condicionado por la viabilidad y competitividad económica de las fuentes de energía alternativas. A medida que el costo de producir energías renovables en México disminuya, la producción de petróleo orientada a satisfacer la seguridad energética en el país se volverá comparativamente más costosa. Desde

22 IEA, *Emergency response and energy security* [Respuesta de Emergencia y seguridad energética], 3 de agosto de 2023, www.iea.org/about/emergency-response-and-energy-security.
23 IEA, *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions* [Las Industrias de Gas y Petróleo en Transiciones Net Zero], febrero de 2024, iea.blob.core.windows.net/assets/f065ae5e-94ed-4fcb-8f17-8ceffde8bdd2/TheOilandGasIndustryinNetZeroTransitions.pdf.
24 DOF, *Programa Sectorial Derivado Del Plan Nacional De Desarrollo 2019-2024,* 8 de julio de 2020, www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5596374&fecha=08/07/2020#gsc.tab=0.

un punto de vista puramente tecnológico, varias tecnologías renovables ya tienen el potencial de producir energía más barata en México[25]. Sin embargo, su viabilidad económica está en entredicho, sobre todo si consideramos los retos regulatorios e institucionales a las que se enfrentan. Es importante considerar que las energías renovables ofrecen ventajas en términos de soberanía energética, ya que, aunque México necesite importar tecnologías, no depende del suministro energético externo, lo que disminuye la dependencia a importaciones y la vulnerabilidad ante las fluctuaciones en los precios del petróleo[26].

1.2 Una caída permanente en la demanda mundial de petróleo es cada vez más probable

Nuestra estimación de impactos está basada en el supuesto de los escenarios de la AIE. Nadie puede predecir si el futuro se parecerá a alguno de estos escenarios. Sin embargo, la probabilidad de una transición energética más rápida y, por lo tanto, de una aceleración en la caída de la demanda mundial de petróleo, va creciendo.

A pesar de las recientes utilidades sin precedentes generadas por la industria petrolera, la transición energética mundial ha ido ganando velocidad en los últimos años. Varias organizaciones, incluyendo la AIE, prevén que la demanda mundial de petróleo alcance su punto máximo en esta década[27]. En los países de la OCDE, por ejemplo, el consumo de combustibles fósiles alcanzó su punto máximo en 2005[28]. Diversos analistas han estimado que la demanda de petróleo en China alcanzará su máximo en 2024[29].

25 Pedro Hancevic, Héctor Núñez, Juan Rosellón, "Mexico's Energy Prospects: Gains from Renewable Sources Over A Fossil Fuel-Dominated Environment [Perspectivas energéticas de México: Las ventajas de las fuentes renovables frente a un entorno dominado por los combustibles fósiles]", *IAEE*, www.proquest.com/openview/d83669073b5bc8fa3191417ecb643e95/1?cbl=2069346&pq-origsite=gscholar&parentSessionId=pih1QItPqeXWg%2BB77gZZgAFlL0M4Jk%2FA3lUs102P2kU%3D.

26 Saidi Flores Sánchez, Miguel Alejandro Flores Segovia, y Luis Carlos Rodríguez López, "Estimating a national energy security index in Mexico: A quantitative approach and public policy implications [Estimación de un índice nacional de seguridad energética en México: Un enfoque cuantitativo e implicaciones de política pública]", E*nergy Strategy Reviews* Volume 45, 101019 (2023), doi.org/10.1016/j.esr.2022.101019.

27 BloombergNEF, Electric Vehicle Outlook 2023 [Perspectivas del vehículo eléctrico 2023], about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/.

28 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

29 Liu Lican, "China may have reached peak petrol station [China puede haber alcanzado su punto máximo de gasolineras]", *China Dialogue*, 7 December 2023, chinadialogue.net/en/transport/china-may-have-reached-peak-petrol-station/.

Si la demanda mundial de petróleo se estanca después del presente auge o si colapsa rápidamente es algo que no se puede asegurar. Qué tan rápido se vuelve eléctrico el parque vehicular será el factor clave. A nivel mundial, casi la mitad del crudo es usado para producir combustibles destinados al transporte vial. Por ello, es el mercado más importante a considerar en toda evaluación de la demanda futura de petróleo[30]. Las ventas de vehículos eléctricos (VE) nuevos están creciendo de forma exponencial, desplazando de manera gradual a los vehículos de motor de combustión interna, lo cual eventualmente reducirá la demanda de petróleo. En el pasado, el crecimiento de muchas nuevas tecnologías exitosas ha seguido un comportamiento conocido como la Curva 's': la nueva tecnología comienza con un crecimiento poco perceptible, y luego entra en la fase de crecimiento exponencial que comienza a decrecer cuando se satura su mercado. En los Estados Unidos, tecnologías tales como la telefonía fija, los teléfonos celulares, las televisiones y muchas otras siguieron esta tendencia[31].

En 2023, las ventas de VE se incrementaron en 35 % frente a 2022, lo que amplió la participación de los VE en las ventas globales de vehículos del 14 % al 18 %[32]. Además, pronto la capacidad de fabricación de baterías de VE será suficiente para satisfacer la demanda requerida en 2030 para el escenario NZE[33]. Se pronostica que las ventas de VE nuevos abarcarán entre el 62 y el 86 % del mercado para 2030[34].

Por supuesto, en términos del análisis de la demanda de petróleo lo importante no son las ventas de VE nuevos, sino el total de vehículos de combustión utilizados. El crecimiento actual de VE solamente ha desplazado 1.5 Mbd (millones de barriles diarios) de la demanda de petróleo: alrededor de 3 % de la demanda de combustible para carretera[35]. No obstante, BloombergNEF estima un escenario, que nombra "Transición Económica" (el más probable), en el que el 50 % de la flotilla de pasajeros mundial será eléctrica para 2040[36].

30 IEA, *Oil total final consumption by sector* [Consumo final total de petróleo por sectores, 1971-2018], 1971-2018, 27 de agosto de 2020, www.iea.org/data-and-statistics/charts/oil-total-final-consumption-by-sector-1971-2018.
31 *Our World in Data, Share of United States households using specific technologies,* ourworldindata.org/grapher/technology-adoption-by-households-in-the-united-states.
32 IEA, *Global EV outlooks* 2023.
33 IEA, *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach*, septiembre 2023, www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach.
34 El Rocky Mountain Institute calcula una cuota del 62% al 86%, si los vehículos eléctricos siguen un comportamiento de 'Curva en S'. Kingsmill Bond et al., "X-Change: Cars, The end of the ICE age" [Cambio X: Automóviles: el fin de la era de motores de combustión interna], *Rocky Mountain Institute*, 28 de noviembre de 2023, rmi.org/insight/x-change-cars/.
35 BloombergNEF, *Electric Vehicle Outlook 2023.*
36 BloombergNEF, *Electric Vehicle Outlook* 2023.

Uno de los usos más importantes del crudo, además de los combustibles para el transporte vial, es para la producción de petroquímicos, cuyo valor podría contribuir en paliar algunos de los problemas financieros de Pemex[37]. Alrededor del 12 % del crudo se utiliza en petroquímicos (por ejemplo, en la producción de plásticos). La IEA considera que su demanda crecerá significativamente, al grado de convertirse en el mayor impulsor de la demanda mundial de petróleo, agregando cerca de 7 Mbd para 2050[38]. Sin embargo, el consumo mundial actual de petróleo es de alrededor de 100 Mbd, y de acuerdo con el escenario APS de la IEA, la demanda total a 2050 caerá en 55 Mbd –incluyendo los propios pronósticos de demanda de petroquímicos de la IEA[39]–. Como se ve, un incremento de 7 Mbd en la demanda de petróleo para la producción de petroquímicos no es suficiente para compensar la caída.



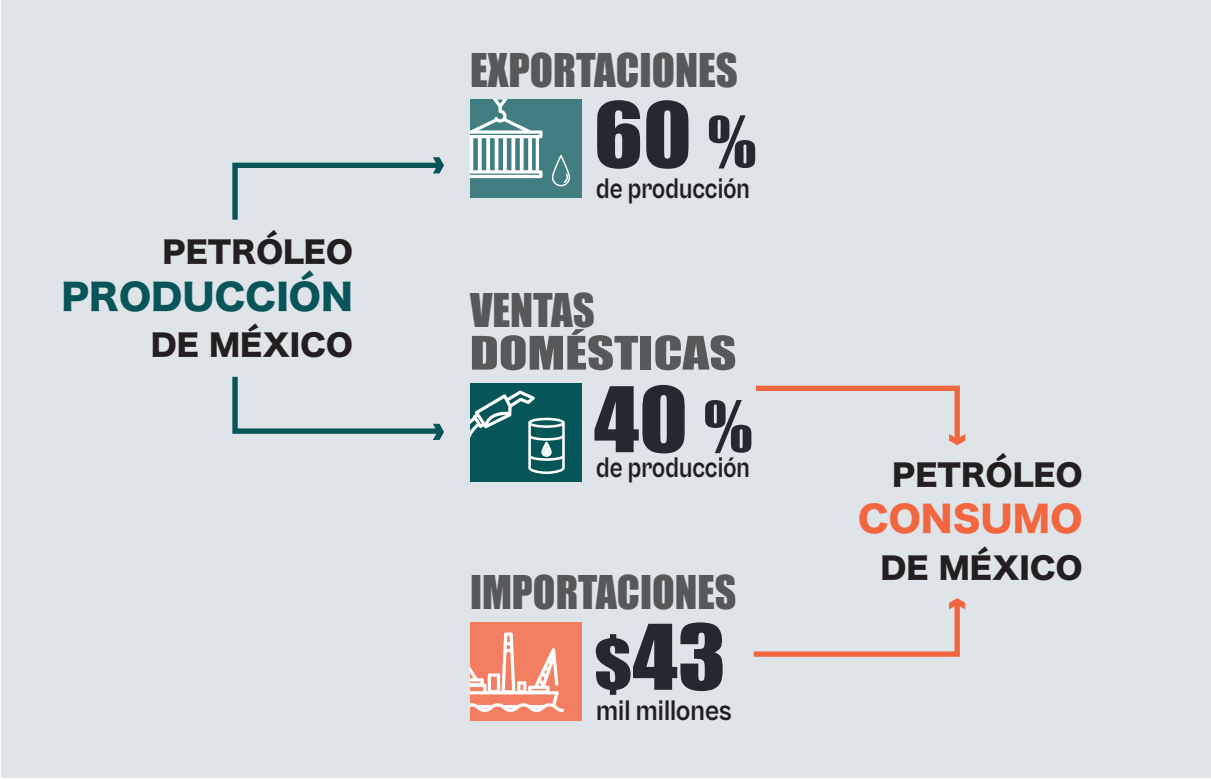
Ciudad Pemex. Procesadora de gas. Armando Salgado/NRGI

37 Adrian Duhalt, "The Petrochemical Arm of Pemex: A Tale of Boom and Bust [El Brazo Petroquímico de Pemex: Una Historia de Auge y Caída]", *Baker Institute*, 14 de mayo de 2020, www.bakerinstitute.org/research/petrochemical-arm-pemex-tale-boom-and-bust
38 IEA, *The Future of Petrochemicals* [El future de los petroquímicos], octubre de 2018, www.iea.org/reports/the-future-of-petrochemicals.
39 IEA, *World Energy Outlook 2023.*

1.3 Centrarse en el mercado doméstico no protegerá a Pemex del riesgo de la transición mundial

Pese a que México es un consumidor importante de petróleo, cuya demanda interna podría mitigar los efectos de una caída en la demanda internacional, lo que suceda en el mercado petrolero mundial es de suma importancia para Pemex. Por lo tanto, centrarse en el mercado doméstico, como lo planea hacer la política de autosuficiencia del Gobierno actual, no reduce necesariamente la exposición al riesgo de transición. Para comprender esto, es útil pensar en el mercado de petróleo de México en tres partes.

Figura 2. Exportaciones, importaciones y ventas domésticas de petróleo



Pemex produjo 1.62 Mbd de petróleo en 2022 y exportó el 60 % de esta producción (32 000 millones de dólares en petróleo crudo y 6000 millones en derivados del petróleo)[40]. Sin embargo, en 2022, México consumió el equivalente a 2.1 Mbd[41], así que el país importó 47 000 millones de dólares en derivados del petróleo, un valor mayor al de las exportaciones[42,43].

Una caída mundial en los precios del petróleo afecta a los tres elementos: exportaciones, ventas domésticas e importaciones. Precios mundiales del crudo más bajos resultan en una caída en el valor de las exportaciones y en los ingresos de Pemex. El precio que pagan los mexicanos por importar combustible y otros productos petroleros también cae.

No obstante, el valor de las ventas de Pemex en el mercado doméstico también puede disminuir, dado que la fórmula actualmente utilizada en México para calcular los precios de la gasolina y el diésel incluye en sus factores el indicador de gasolina del USGC (United States Gulf Coast), Houston Waterborne[44]. En este caso, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) promedia los precios spot de las gasolinas en los 10 días previos, según los datos proporcionados por Platts US MarketScan, un proveedor independiente de información y precios de referencia de los mercados de materia prima y energía.

El Gobierno podría desvincular el precio doméstico de los combustibles de este precio de referencia, con el fin de proteger a Pemex de la caída de precios mundiales. Sin embargo, el costo político puede ser alto, ya que el gasto en combustibles representa una parte significativa del gasto total en los hogares en México[45].

---

40 INEGI, *Exportación e Importación: Balanza de productos petroleros*, 11 de marzo de 2024, www.inegi.org.mx/app/tabulados/default.html?nc=821&idrt=8&opc=t.
Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Tablero de producción de petróleo y gas*, 2022, produccion.hidrocarburos.gob.mx/.

41 CEIC, Mexico Oil Consumption [Consumo de petróleo en México], www.ceicdata.com/en/indicator/mexico/oil-consumption#:~:text=What%20was%20Mexico's%20Oil%20Consumption,table%20below%20for%20more%20data. www.energyinst.org/statistical-review.

42 INEGI, *Exportación e Importación: Balanza de productos petroleros,* 11 de marzo de 2024, www.inegi.org.mx/app/tabulados/default.html?nc=821&idrt=8&opc=t.

43 Arturo Solís, "PEMEX dispara importaciones de gasolina en México", *Bloomberg Línea*, 23 de febrero de 2023, www.bloomberglinea.com/2023/02/23/pemex-dispara-importaciones-de-gasolina-en-mexico/#:~:text=Pemex%20aumenta%20importaciones&text=El%20consumo%20de%20gasolina%20en,extranjera%2C%20principalmente%20de%20Estados%20Unidos.

44 Para entender cómo se determinan los precios de combustibles en México, ver: Gobierno de México. *Comisión Reguladora de Energía.* (2016). www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424775&fecha=09/02/2016#gsc.tab=0.

45 León A. Martínez, "Mexicanos, los que gastan la mayor parte de sus sueldos en gasolina al año", *El Economista*, 11 de julio de 2018. www.eleconomista.com.mx/empresas/Mexicanos-los-que-gastan-la-mayor-parte-de-sus-sueldos-en-gasolina-al-ano--20180711-0036.html.

Además, la propia transición energética de México, de ocurrir, le haría las cosas más difíciles a Pemex a la hora de protegerse del riesgo de una caída en la demanda de gasolina y diésel. Existe un debate en México y entre analistas especializados respecto a cuán rápido el país podría avanzar hacia la incorporación de VE. Para muchos, la transición energética de México parece distante. Un reporte de ICM estima que los VE representarán únicamente el 11 % del parque vehicular total para 2050[46]. Según la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz (AMIA), la transición a los VE puede que sea especialmente lenta en México, dada la insuficiencia de estímulos gubernamentales[47,48]. A esto se le agrega la falta de estaciones de carga y de energías limpias, y el hecho de que los precios de los VE todavía son muy altos para la generalidad de la población mexicana[49,50].

Según otros análisis, la transición hacia los VE puede llegar antes de lo esperado en México. La cercanía geográfica con los Estados Unidos, así como la ya desarrollada industria automotriz y fuerza laboral mexicana, representan ventajas[51]. La reciente inversión desde Estados Unidos para producir VE en México, sobre todo a través de Ford, Chevrolet y Tesla, puede acelerar el proceso, siempre y cuando se generen las políticas necesarias que los VE producidos en el país no sean solamente exportados sino también vendidos y utilizados domésticamente[52]. La creciente disponibilidad de VE de menor costo y la baja en los costos de generación de energía renovable también podrían acelerar esta transición, más allá de la disposición del Gobierno en turno[53].

---

46 ICM, WRI, y Carbon Trust, *Rutas Sectoriales de Descarbonización para México al 2030 y proyecciones a 2050*, 23 julio de 2020. www.iniciativaclimatica.org/wp-content/uploads/2021/03/PresupuestoCarbono_DOC-POL.pdf.

47 Tzuara de Luna, "México Atrae Inversiones para fabricar autos eléctricos, pero no para producir baterías", *Expansión*, 4 de agosto de 2023. expansion.mx/empresas/2023/08/04/mexico-no-desarrolla-la-proveeduria-esencial-de-electricos.

48 AMIA, *Transición a la electromovilidad en México,* 10 de marzo de 2022. amia.com.mx/wp-content/uploads/2022/03/electromovilidad28022022-V2.pdf.

49 Naela Hernández, "Estos son los retos que México debe atender para transitar hacia los autos eléctricos", *El CEO*, 17 de octubre de 2023. elceo.com/negocios/estos-son-los-retos-que-mexico-debe-atender-para-transitar-a-los-autos-electricos/.

50 AMIA, *Transición a la electromovilidad en México*, 10 de marzo de 2022. amia.com.mx/wp-content/uploads/2022/03/electromovilidad28022022-V2.pdf.

51 Tzuara de Luna, "México Atrae Inversiones para fabricar autos eléctricos, pero no para producir baterías", *Expansión,* 4 de agosto de 2023. expansion.mx/empresas/2023/08/04/mexico-no-desarrolla-la-proveeduria-esencial-de-electricos.

52 Fernando Navarrete, "México 'se pone las pilas': producción de autos eléctricos acelera 36%", *El Financiero,* 7 de febrero de 2024. www.elfinanciero.com.mx/empresas/2024/02/07/mexico-se-pone-las-pilas-produccion-de-autos-electricos-acelera-36/#:~:text=La%20producci%C3%B3n%20de%20veh%C3%ADculos%20el%C3%A9ctricos,tecnolog%C3%ADa%20producidos%20en%20el%202022.

53 Carbon tracker, *Driving Change: How electric vehicles can rise in the Global South* [Impulsar el cambio: Cómo pueden ascender los vehículos eléctricos en el Sur Global], 17 de noviembre de 2023. carbontracker.org/reports/electric-vehicles-in-the-global-south/.

2. La transición energética puede agravar la actual crisis

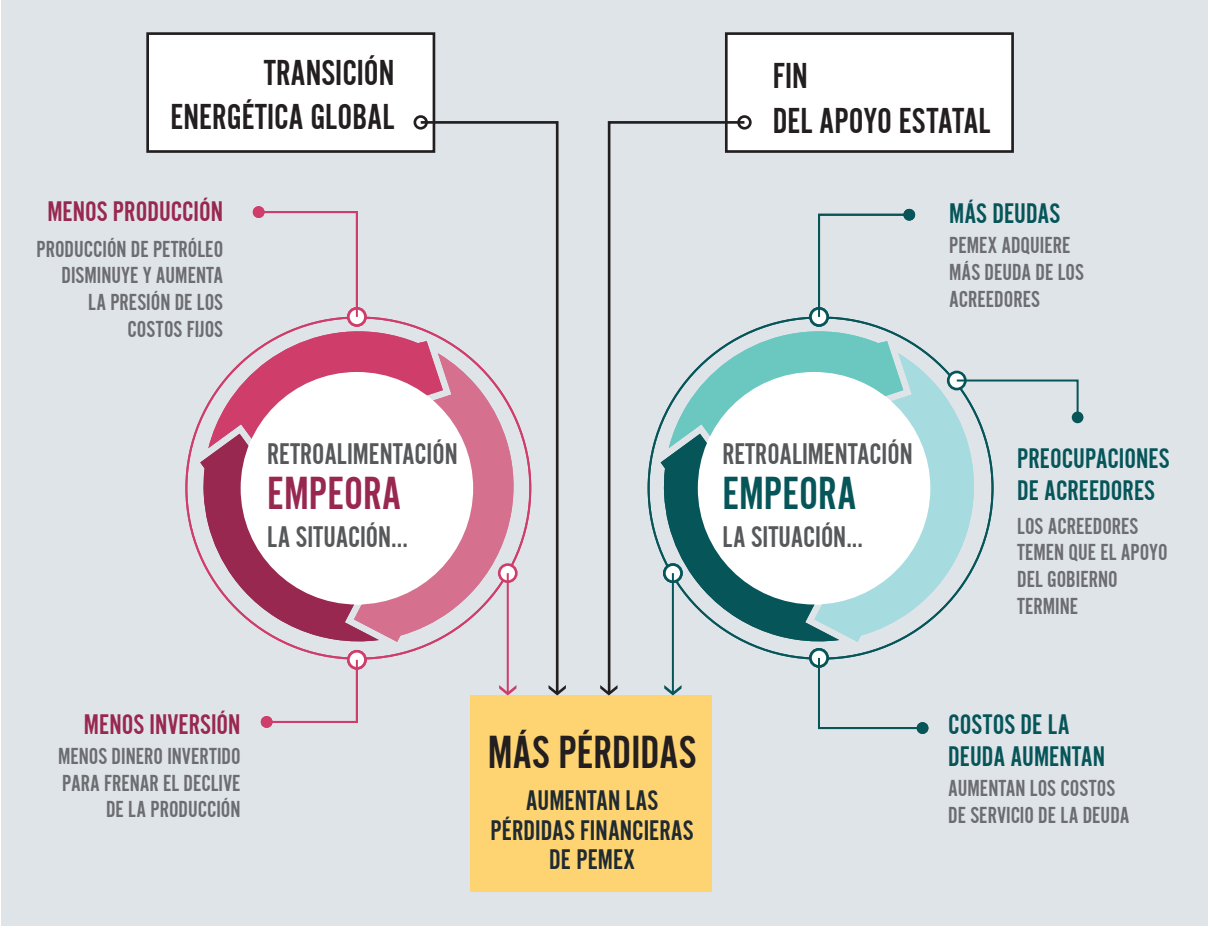
Pemex enfrenta una situación financiera desafiante. El Gobierno ha garantizado la deuda de Pemex y ha efectuado rescates financieros para prevenir que la empresa quiebre. Sin embargo, la transición energética mundial podría empeorar la situación en el futuro. Si no se maneja adecuadamente, ésta podría salirse de control, generando mayores problemas financieros y desempleo en México.

Existen al menos dos efectos que se retroalimentan y que podrían acelerar la crisis financiera de Pemex. El primero tiene que ver con la caída en la producción de petróleo de la empresa y el gasto en proyectos de alto costo. Esto, a su vez, lleva a que haya menos capital para invertir en estrategias orientadas a frenar la caída en la producción.

El segundo efecto se relaciona con el aumento de las pérdidas financieras, las cuales conducen a un mayor nivel de deuda y a una creciente necesidad de apoyo gubernamental. Actualmente, el apoyo gubernamental a Pemex evita que estos dos ciclos se salgan de control. Sin embargo, está aumentando la preocupación por los riesgos de transición, lo que puede desestabilizar el sistema. La preocupación de los acreedores podría intensificarse incluso antes de cualquier caída real en la demanda mundial, sobre todo si se deteriora la expectativa en torno a la solvencia de Pemex y la capacidad del Gobierno de continuar con sus apoyos. El aumento en el costo de la deuda de Pemex sugiere que este efecto podría ya estar ocurriendo. Por otra parte, el propio Gobierno podría frenar el apoyo si se enfrenta, por ejemplo, a una crisis presupuestaria, o si cambia su preocupación por el riesgo que supone la transición, o si cambia el nivel de voluntad y costos políticos asociados a dichos apoyos

El desafío para el Gobierno se agrava dada la velocidad con la que el sistema podría cambiar de situación. Lo que buscamos advertir con el análisis que presentamos aquí es que la combinación de ambos efectos de retroalimentación, en el contexto de los desafíos añadidos por la transición energética mundial, puede transformar la crisis actual en una mucho mayor, y a una velocidad no esperada, al grado de que podría tomar por sorpresa tanto al Gobierno como a los acreedores. La Figura 3 resume este proceso.

Figura 3. ¿Cómo puede la transición energética agravar la actual crisis?



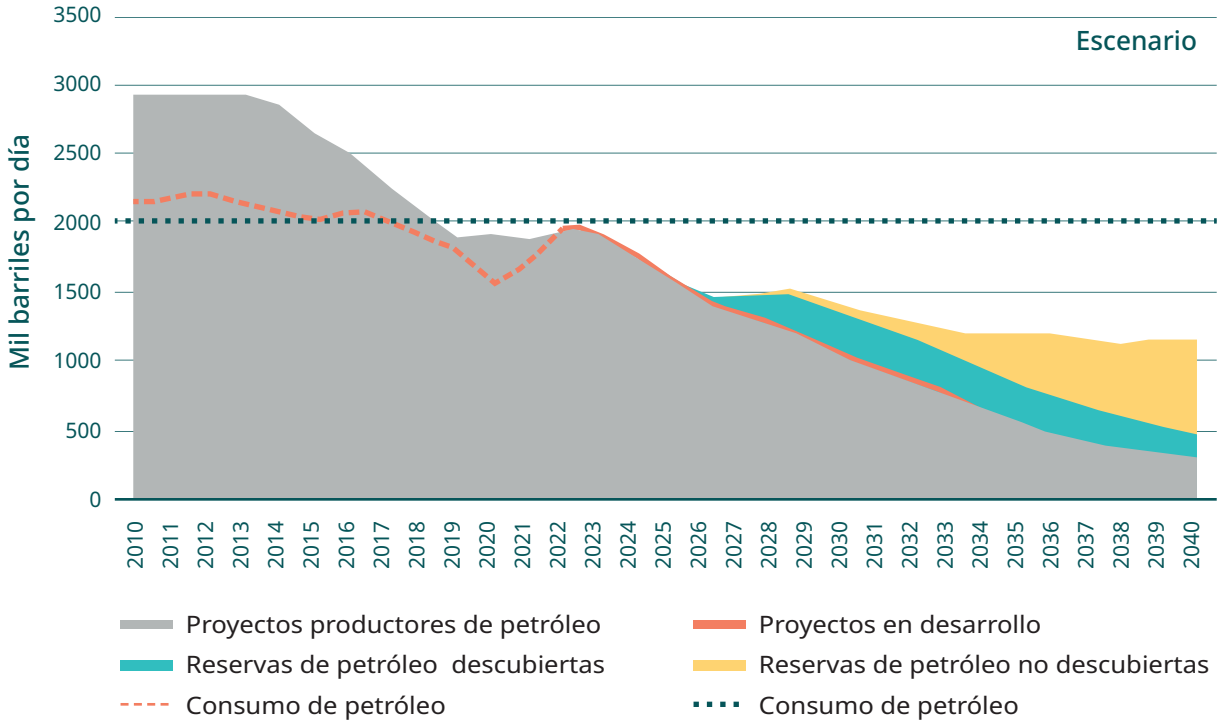
2.1 Ciclo 1: menos producción y menos inversiones

En los primeros dos efectos de retroalimentación, Pemex enfrenta retos con la caída en la producción de petróleo, los altos costos de su programa de refinería y altos pasivos laborales. Una futura caída en la demanda de petróleo exacerbaría las pérdidas en las que Pemex ya incurre.

2.1.1 La producción disminuiría a pesar del objetivo del Gobierno

La producción de petróleo de Pemex viene cayendo desde 2010, como muestra la Figura 4. El Gobierno busca producir dos millones de barriles por día, pero escenarios como el de Rystad Energy, así como algunos otros de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), sugieren que tal objetivo es difícil de alcanzar. Aun si Pemex u otras compañías encuentran nuevos campos petrolíferos, la producción sigue cayendo en el escenario de producción central de Rystad Energy.

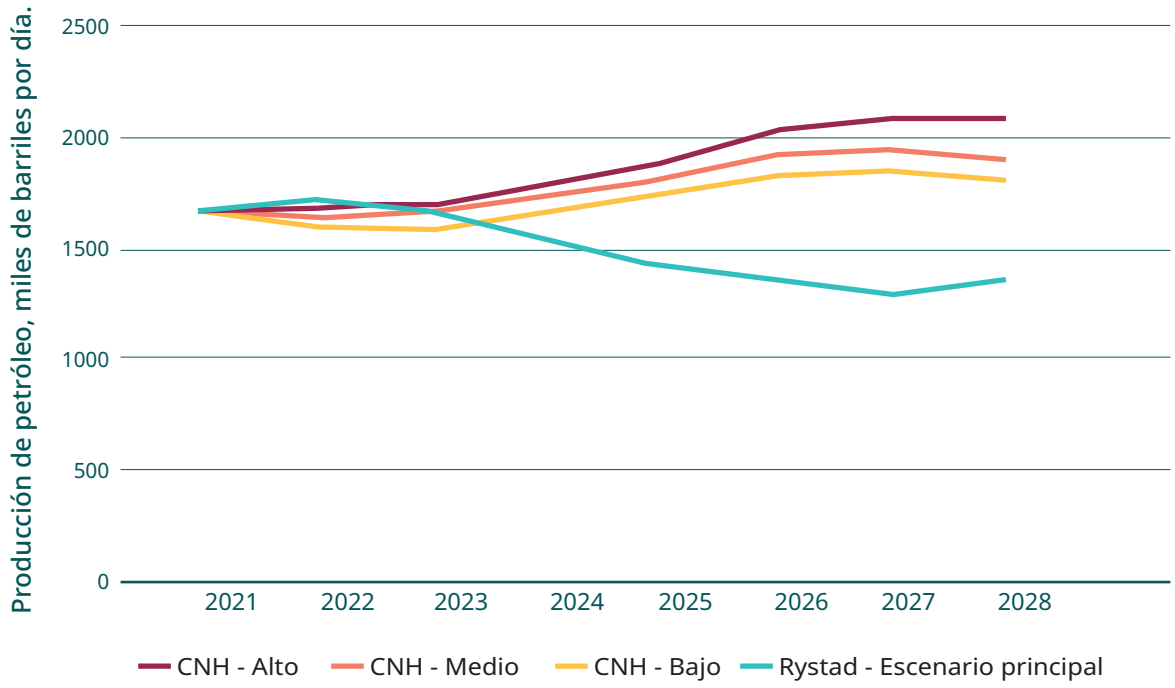
Figura 4. Consumo Histórico y Producción Histórica y Estimada[54]



54 Basado en datos de Rystad Energy y Energy Institute, 2023 *Energy Institute Statistical Review of World Energy* (2023), www.energyinst.org/statistical-review. Rystad Energy es un proveedor independiente de información de gas y petróleo. Predice la disponibilidad de nuevos descubrimientos, basándose en el conocimiento de reservas existentes y la trayectoria de producciones anteriores de países con geología similar (la "curva de crecimiento").

La Figura 5 muestra que aun en el escenario de Rystad, que se basa en los supuestos de la OPEP —el cual supone una alta demanda mundial de petróleo por muchos años más, —la producción de petróleo en México continúa cayendo. Solamente escenarios de la propia CNH de México muestran un incremento en la producción[55]. Sin embargo, el escenario más optimista de la CNH depende de un incremento en la producción por contratos privados, lo que parece improbable, ya que muchas compañías privadas, como Shell y BP, han revocado sus contratos y cerrado operaciones en México. Para que la producción alcance el nivel más optimista, varios inversionistas con alto apetito al riesgo tendrían que quedarse y seguir invirtiendo en México, lo cual es poco probable que ocurra[56,57].

Figura 5. Escenarios de Producción Petrolera Mexicana por la CNH y Rystad Energy (2021-2028)[58,59]



55 CNH, *Nota metodológica para la estimación de la producción prospectiva de petróleo y gas natural* 2021, 2021, hidrocarburos.gob.mx/media/4822/nota-metodol%C3%B3gica-prospectiva.pdf.
56 Usla, H. "Shell renuncia a contratos petroleros en México tras quedarse sin `recursos comerciales´", *The Financier*, 18 de mayo 2023. www.elfinanciero.com.mx/economia/2023/05/18/shell-renuncia-a-contratos-petroleros-en-mexico-tras-quedarse-sin-recursos-comerciales/.
57 Arturo Solís, "Exclusiva: BP abandona el negocio de exploración de petróleo y gas en México", *Bloomberg Línea*, 15 de agosto de 2022. www.bloomberglinea.com/2022/08/15/exclusiva-bp-abandona-el-negocio-de-exploracion-de-petroleo-y-gas-en-mexico/.
58 Rystad Energy Dashboard, E&P Energy Transition Risk; Rystad Energy Ucube
59 CNH, Prospectiva de Producción 2022-2028, 2022. hidrocarburos.gob.mx/media/5452/reporte-prospectiva-3er-trim-2022.pdf.

2.1.2 Las inversiones para revertir este declive disminuirán

La producción de petróleo de Pemex viene cayendo desde 2010, como muestra la Figura 4. El Gobierno busca producir dos millones de barriles por día, pero escenarios como el de Rystad Energy, así como algunos otros de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), sugieren que tal objetivo es difícil de alcanzar. Aun si Pemex u otras compañías encuentran nuevos campos petrolíferos, la producción sigue cayendo en el escenario de producción central de Rystad Energy.

2.1.2.1 Alto costo de las refinerías

Antes de la reciente incorporación de las dos refinerías que se detallan más abajo, México tenía seis refinerías con una capacidad combinada de 1.6 millones de barriles de crudo al día. Entre 2019 y 2023, Pemex ha acumulado pérdidas netas por 50 000 millones de dólares, de las cuales el 70 % corresponden a Pemex Transformación Industrial. Esto equivale a una pérdida de 34 dólares por cada barril de crudo que las refinerías procesan[60].

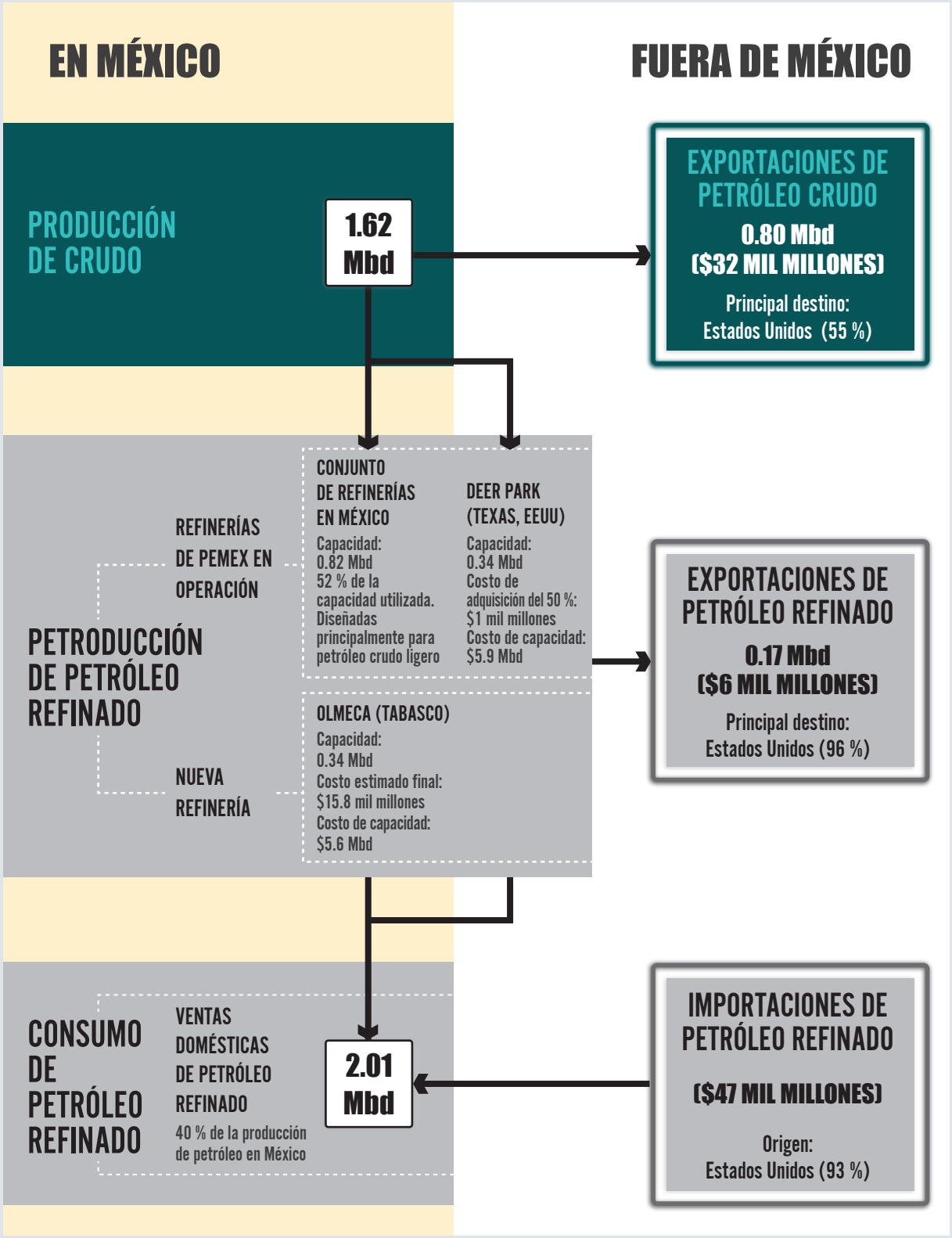
Para entender por qué Pemex se encuentra en esta posición, es útil comprender los flujos actuales de petróleo crudo y refinado, como se ilustra en la Figura 6.



Planta de distribución, Pajaritos, Coatzacoalcos. Armando Salgado/NRGI

60 Gabriel Quadri de la Torre, "El derrumbe de Pemex", *El Economista,* 14 de marzo de 2024. www.eleconomista.com.mx/opinion/El-derrumbe-de-Pemex-20240314-0132.html#.

Figura 6. Flujo de petróleo crudo y refinado en el sistema petrolero mexicano[61,62,63,64]



61 Observatory of Economic Complexity, *Mexico, 2022*, oec.world/en/profile/country/mex.
62 Energy Institute, *2023 Energy Institute Statistical Review of World Energy* (2023). www.energyinst.org/statistical-review
63 Diana Nava, "¿Cuánto ha costado la refinería de Dos Bocas? Rocío Nahle responde", *Expansión,* 11 de noviembre de 2023, expansion.mx/empresas/2023/11/11/cuanto-ha-costado-dos-bocas-rocio-nahle.
64 Robert Brelsford, "Pemex completes purchase of Deer Park refinery [Pemex complete compra de la refinería Deer Park]", *Oil & Gas Journal,* 21 de enero de 2022. www.ogj.com/refining-processing/article/14224049/pemex-completes-purchase-of-deer-park-refinery.

Las refinerías de Pemex, construidas entre 1950 y 1979, han priorizado los bajos costos sobre la eficiencia, y no se ha invertido suficiente en su mantenimiento y actualización tecnológica[65]. Como consecuencia, las tasas de utilización pasaron de aproximadamente 88 % entre 1980 y 2008 a solo 38 % en 2020, aunque creció a 52 % en 2022[66].

La disparidad entre el tipo de crudo producido en los pozos de Pemex —crudo amargo pesado— y el que pueden procesar estas refinerías de baja complejidad y poco flexibles —crudo dulce ligero—, acompañada de la tendencia a los bajos márgenes en el sector de refinería, dificulta su rentabilidad. Garantizar que las refinerías se ajusten al tipo de crudo que produce México ha planteado diferentes desafíos en el tiempo. Antes de 1995, la mayor parte del crudo producido era regular y ligero. Sin embargo, el proyecto Cantarell produjo crudo pesado, comenzando en 1978 y alcanzando su punto máximo en 2004. Éste fue luego reemplazado con el proyecto Ku-Maloob-Zaap, que produce crudo extrapesado. Estos crudos forman la base del punto de referencia del petróleo crudo Maya. La producción de Ku-Maloob-Zaap alcanzó su punto máximo en 2018, y Rystad Energy espera que disminuya rápidamente durante las décadas de 2030 y 2040. Según el escenario central de Rystad, el crudo regular y ligero volverá a constituir la mayor parte de la producción de crudo en México a principios de 2030, aunque en una cantidad total mucho menor que la actual[67].

La creciente extracción de crudo pesado en los pozos de México ocasiona otro problema. Al procesarlo, las refinerías producen mucho combustóleo, dada su baja complejidad. Por ejemplo, en 2021, Pemex produjo, por primera vez, más combustóleo que gasolina[68]. El primero es más contaminante que la gasolina y, por ende, menos deseable, por lo que cotiza a un precio más bajo en comparación con otros productos. Para venderlo, Pemex ha ofrecido descuentos a las plantas de energía de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), lo que ha fomentado una mayor contaminación en el país[69].

Otra razón de las pérdidas de Pemex en el sistema de refinación son las inversiones en dos refinerías que se sumarán a las seis existentes (ver Figura 6). En 2022, Pemex compró la mitad restante de la refinería Deer Park, ubicada en Estados Unidos, que poseía en conjunto con Shell. Tiene una capacidad de 340 000 bpd, fue diseñada principalmente para refinar crudo pesado. Pemex pagó casi 1.2 mil millones de dólares por esta adquisición[70]. Esto equivale a un costo de 5.882 dólares por barril por día.

---

65 Francisco José Barnés de Castro, "Sistema Nacional de Refinación", OCE, 2022. energia.org.mx/wp-content/uploads/2022/03/SistemaNacionalRefinaciónFBarnesPrimeraParte.pdf.

66 Datos del Balance Energético Nacional 2020 del Ministerio de Energía, SENER, *Balance Nacional de Energía 2018*, 2019. www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance_Nacional_de_Energ_a_2018.pdf. Energy Institute, 2023 Energy Institute Statistical Review of World Energy (2023), www.energyinst.org/statistical-review.

67 [Cálculos de NRGI basados en *Rystad Energy UCube*]

68 Jesús Carrillo, Diego Díaz, Sonia Mancera, Oscar Ocampo y Montserrat Ramiro, "La Energía que Queremos: Infraestructura, regulación y Estado de derecho para un sector energético que detone la competitividad de México", 7 de septiembre de 2022. imco.org.mx/wp-content/uploads/2022/09/La-energia-que-queremos_Documento.pdf

69 Francisco José Barnés de Castro, "Sistema Nacional de Refinación", OCE, 2022. energia.org.mx/wp-content/uploads/2022/05/SistemaNacionalRefinacionSegundaParteMarzo2022.pdf.

70 Luis Miguel González, "¿Por qué Dos Bocas no es Deer Park?", *El Economista*, 5 de enero de 2024.

El segundo proyecto corresponde a la nueva refinería Olmeca (también conocida como Dos Bocas), con capacidad de 340 000 bpd, diseñada para refinar crudo pesado[71]. Pemex espera que la capacidad combinada de este sistema de refinación llegue a 1.8 millones de barriles al día[72].

Sin embargo, dichos proyectos le han costado a Pemex más del 90 % de su presupuesto anual entre 2018 y 2022, sin que exista un análisis que demuestre cuándo esta inversión será recuperada, sobre todo en el caso de la refinería Olmeca. Un estudio anterior a su construcción muestra que en solamente 2 % de los escenarios analizados la inversión de Olmeca sería recuperada[73]. Los costos de este proyecto, el cual se encuentra retrasado, han aumentado significativamente, pasando de un presupuesto de 1.37 mil millones de pesos (8000 millones de dólares)[74] a, según estimaciones del propio Gobierno, entre los 15.6 y 16 000 millones de dólares[75]. Así, el costo de capacidad de la refinería Olmeca será de 56.429 dólares por barril por día. Diez veces más que el de Deer Park[76].

Actualmente, la mitad de las exportaciones de petróleo crudo de México van a Estados Unidos, donde existe una gran capacidad de refinación para crudos amargos pesados (los cuadros en rojo en la figura 6). México exporta este tipo de crudo y luego importa productos refinados del petróleo. Esta forma de comercio es bastante común en países que producen petróleo, ya que las refinerías tienden a requerir tipos de crudo específicos o mezclas de crudos que no pueden obtenerse tan fácilmente en el mismo país. Por ejemplo, en 2022, Brasil exportó 43 000 millones de dólares de petróleo crudo, pero importó 9 mil millones de dólares de crudo para usar en sus refinerías. Estados Unidos exportó 118 000 millones de dólares de petróleo crudo –principalmente del tipo dulce ligero WTI–, y simultáneamente importó 199 000 millones de dólares de crudo –incluido el crudo pesado Maya de México–[77].

---

71 Secretaría de Energía, "El Gobierno de México anuncia el Plan Nacional de Refinación que asegurará el acceso a la energía y al desarrollo equilibrado", 9 de diciembre de 2018, www.gob.mx/sener/en/articulos/el-gobierno-de-mexico-anuncia-el-plan-de-produccion-de-combustibles-que-asegurara-el-acceso-a-la-energia-y-al-desarrollo-equilibrado#:~:text=En%20Dos%20Bocas%2C%20Tabasco%2C%20se,barriles%20de%20petróleo%20por%20día

72 NS Energy, *The Dos Bocas refinery project* [El Proyecto de refinería Dos Bocas]. www.nsenergybusiness.com/projects/dos-bocas-refinery-project/.

73 IMCO, Diagnóstico IMCO: *Refinería Dos Bocas*, 9 de abril de 2019. imco.org.mx/diagnostico-imco-refineria-dos-bocas/.

74 "Refinería de Dos bocas: Este fue el presupuesto inicial y lo que finalmente puede llegar a costar", *El Financiero*, 23 de junio de 2023. www.elfinanciero.com.mx/nacional/2022/06/23/refineria-de-dos-bocas-este-fue-el-presupuesto-inicial-y-lo-que-finalmente-puede-llegar-costar/.

75 Diana Nava, "¿Cuánto ha costado la refinería de Dos Bocas? Rocío Nahle responde", *Expansión*, 11 de noviembre de 2023. expansion.mx/empresas/2023/11/11/cuanto-ha-costado-dos-bocas-rocio-nahle.

76 Por otra parte, la necesidad de pagar el petróleo en dólares y la capacidad de EE. UU. para detener los pagos en dólares a través de sus bancos es quizás un problema de seguridad mayor. Pero esto es así para todos los países mientras la economía mundial funcione con el sistema del dólar.

77 OEC, *Which countries import crude petroleum? 2022*, oec.world/en/visualize/tree_map/hs92/import/show/all/52709/2022.

Ante una posible caída en la producción y un cambio en el tipo de crudo de México, y dado el desafío que suponen los altos costos de refinación en México, utilizar el mercado internacional para equilibrar los tipos de crudo con la demanda de petróleo refinado puede ser una buena manera de crear flexibilidad. Pemex tiene que pagar los costos comerciales y el margen promedio de 10 dólares por barril que cobran las refinerías estadounidenses. Sin embargo, al ser el dueño de la refinería de Deer Park, parte de estas tarifas representan retornos para Pemex.

2.1.2.2 Pasivos elevados en mano de obra

Otro costo importante para Pemex es el relativo a las pensiones. A finales de 2022, el pasivo de Pemex por mano de obra llegó a un total de 1.31 billones de pesos, cifra que representó el 32 % del total de pasivos de la empresa[78]. Aunque esta cantidad disminuyó 5.6 % respecto a la de 2021, sigue siendo un pasivo importante para Pemex.

2.1.2.3 Inversiones en proyectos de exploración y producción con costos elevados

Ya hemos explicado que Pemex está en vías de gastar 9.55 mil millones de dólares en proyectos que no serían rentables, según el plausible escenario APS de la AIE. Si Pemex llega a hacer estas inversiones, podría aumentar la producción, pero corre el riesgo de no obtener suficientes ganancias y aumentar las pérdidas. Entre estos proyectos se encuentra, por ejemplo, el campo de Ek Balam, en el que ha invertido fuertemente en estos últimos años, con planes de seguir invirtiendo[79].

78 Diego Díaz Pérez, "Pemex en la mira: análisis de resultados al cuarto trimestre de 2022", *IMCO*, 28 de febrero de 2023, imco.org.mx/wp-content/uploads/2023/02/Pemex-en-la-mira_4T2022.pdf.

79 Gerardo Can Dzib, "Campo Ek-Balam, la gran apuesta de Pemex en la Sonda de Campeche", *PorEsto!*, 25 de septiembre de 2022. www.poresto.net/campeche/2022/9/25/campo-ek-balam-la-gran-apuesta-de-pemex-en-la-sonda-de-campeche-353421.html.

2.2 Ciclo 2: confianza de los acreedores y costos de la deuda

En el segundo ciclo, las pérdidas de Pemex tendrán como resultado que la empresa adquiera más deudas. La mera anticipación de más pérdidas basta para que empiece una espiral de deuda en la que los acreedores, preocupados por la capacidad de Pemex de pagar su deuda y la potencial pérdida del apoyo financiero del Gobierno, eleven las tasas de interés. Ante un costo más elevado de la deuda, Pemex se enfrenta a dificultades para obtener utilidades y sus pérdidas aumentan aún más.

Esta espiral puede afectar también al Gobierno, el cual, ante la preocupación de que las pérdidas de Pemex se vuelvan insostenibles –quizás incluso llegando a elevar las tasas de interés de la deuda soberana de México–, puede llegar a reducir el apoyo a la empresa, pues se vuelve muy costoso.

Si el Gobierno y los acreedores anticipan esta espiral y reaccionan retirando el apoyo y aumentando las tasas de interés, o simplemente no prestando a ninguna tasa, de forma inadvertida provocarán que la situación se descontrole todavía más. Por lo tanto, es crucial idear la forma de construir un camino de generación de valor claro para todos los interesados: Pemex, el Gobierno y los acreedores.

Un problema fundamental es que, como hemos visto, Pemex es una de las empresas más endeudadas del mundo[80]. La deuda de Pemex representó el 8 % del PIB y 17 % de la deuda soberana del país en 2021[81]. En ese año, el pago de intereses, comisiones y amortización de la deuda de Pemex alcanzó su nivel más alto en los últimos 32 años, que fue equivalente a una quinta parte del total del costo financiero de la deuda pública en México.

El apoyo constante del Gobierno brinda cierta seguridad a los acreedores, pero su costo puede volverse demasiado alto para la sociedad y el propio Gobierno. Los acreedores han ido anticipando esto, y por ello están comenzando a pedir una mayor tasa de interés en sus préstamos a Pemex, tendencia que, de seguir, llevará a mayores pérdidas financieras[82].

80 En 2019, Pemex fue considerada la NOC más endeudada del mundo. *The Economist*. "Pemex is the world's most indebted oil company" [Pemex es la petrolera más endeudada del mundo], 12 de octubre de 2023. www.economist.com/the-americas/2023/10/12/pemex-is-the-worlds-most-indebted-oil-company.

81 *IMCO, Estados financieros 2021 de Pemex y CFE*, 3 de marzo de 2022. imco.org.mx/estados-financieros-2021-de-pemex-y-cfe/.

82 Héctor Ulsa, "Moody´s ´zarandea´ a Pemex: Rebajo su calificación y la deja a un paso de riesgo sustancial", *El Financiero*, 9 de febrero de 2024. www.elfinanciero.com.mx/economia/2024/02/09/moodys-zarandea-a-pemex-rebaja-su-calificacion-y-la-deja-a-un-paso-de-riesgo-sustancial/.

De hecho, la deuda corporativa de Pemex se ha vuelto más costosa que la deuda soberana del Gobierno. En 2024 la diferencia alcanzó casi cinco puntos porcentuales[83]. Dichas pérdidas complican aún más la capacidad de la empresa de invertir para aumentar la producción, y el ciclo se repite.

El aumento del costo de la deuda de Pemex por encima de la tasa soberana sugiere que los inversores estarían preocupados por cómo podría cambiar el apoyo del Gobierno, y cómo esto afectaría la rentabilidad de Pemex, sobre todo si se obliga a los acreedores a aceptar una 'quita' (una cancelación o reducción en el monto total de una deuda) y, en última instancia, si el Gobierno pone a Pemex en un camino de declive controlado. Al diseñar un próximo rescate, el Gobierno deberá ser consciente de las reacciones de los inversionistas como actores importantes dentro del sistema que aquí describimos.

Pero la disposición del Gobierno de seguir apoyando a Pemex puede flaquear eventualmente, por diversas razones. En la medida que aumenten las pérdidas –debido a la dinámica descrita en el primer ciclo– el Gobierno recaudará menos impuestos, y otros pagos de Pemex disminuirán. Actualmente, el Gobierno ya transfiere más fondos a la empresa que los que recibe de ella. Como se mostró en la sección 2.1, en base a estimaciones de CIEP, la aportación neta a México en 2023 fue negativa[84].

Entre más apoyo financiero reciba Pemex, menos recursos estarán disponibles para financiar otras políticas. A la larga, políticas sociales fundamentales pueden verse tan afectadas que el Gobierno se vea obligado a dejar de financiar a Pemex, a riesgo de perder popularidad.

83 Michael O'Boyle, Maria Elena Vizcaino, y Scott Squires, "CEO de Pemex critica a Moody's; hace eco de alcistas de bonos", *Bloomberg*, 28 de febrero de 2024, www.bloomberg.com/news/articles/2024-02-28/ceo-de-pemex-critica-a-moody-s-hace-eco-de-alcistas-de-bonos.

84 Alejandra Macías Sánchez, César Augusto Rivera De Jesús y Ricardo Cantú Calderón, "La importancia fiscal de Pemex: Hacia la era post-petróleo", CIEP, 8 de septiembre de 2023. ciep.mx/wp-content/uploads/2023/07/La_brecha_fiscal_post_petroleo_28sep23.pdf.

3. Estrategias para enfrentar el riesgo

3.1 Reconocer y evaluar el riesgo de la transición energética

Reconocer el riesgo que supone la transición energética es el primer paso que Pemex y el Gobierno deben dar para mitigarlo. Pemex, en su Plan de Negocios 2023-2027, por primera vez reconoce riesgos relacionados con la descarbonización, incluido el tamaño cada vez menor del mercado del crudo y productos de petróleo. También admite, en el mismo documento, que el cambio climático puede dar pie a algunos riesgos físicos en su infraestructura[85]. Por otra parte, en su Plan de Sostenibilidad, publicado en marzo de 2024, menciona al riesgo de transición como uno de los de mayor relevancia para la empresa[86].

Si bien la descripción de este riesgo y sus factores en el reciente Plan de Sostenibilidad supone un gran avance, la manera en que hasta el momento Pemex ha reconocido el riesgo de transición es bastante general, especialmente si lo comparamos con la admisión que de él hacen otras NOC[87]. Es en este sentido que resulta tan llamativo que la empresa omitiera la última sección del Plan de Negocios para 2023-2027, titulada "Riesgos Estratégicos y Escenarios de Riesgo". Esta omisión es justificada por Pemex por la necesidad de salvaguardar la información estratégica frente a posibles competidores. Sin embargo, como lo hemos argumentado en otros análisis, dado que las NOC son administradoras de grandes proporciones de la riqueza de sus países, y que están en riesgo ante una rápida transición energética, la transparencia respecto de sus opiniones y planes es clave para el escrutinio público, sobre todos entre inversionistas, formuladores de políticas y ciudadanos.

El siguiente paso que Pemex debe dar para mitigar el riesgo de transición es conducir con rigor análisis de escenarios. Varias empresas petroleras emplean este tipo de análisis para evaluar de qué manera los distintos caminos hacia una transición

85 Pemex, *Business Plan 2023-2027*, 15 de diciembre de 2022. www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Documents/business_plan_2023-2027.pdf.
86 *Pemex, Plan de sostenibilidad*, marzo de 2024. www.pemex.com/acerca/plan-de-sostenibilidad/Documents/plan_sostenibilidad_pemex.pdf.
87 Andrea Furnaro y David Manley, "Enfrentando el futuro: lo que dicen las empresas petroleras estatales sobre la transición energética", *NRGI*, 31 de enero de 2024. resourcegovernance.org/es/publications/enfrentando-el-futuro-lo-que-dicen-las-empresas-petroleras-estatales-sobre-la.

energética pueden afectarlos financieramente. Ello significa considerar la viabilidad económica tanto de los proyectos nuevos como de las operaciones existentes, bajo diferentes escenarios.

Algunas NOC ya están publicando el uso de análisis de escenarios para evaluar el riesgo de transición, entre ellas, Ecopetrol, Petrobras, Pertamina y PTT. El caso de Petrobras es interesante, ya que es una de las pocas NOC que emplea un escenario de transición rápida –su "escenario de resiliencia"–, que asume un valor de crudo de petróleo de 35 dólares por barril en el largo plazo, y que está alineado, según la empresa, con escenarios compatibles con el Acuerdo de París. Sin embargo, puede que Petrobras esté sobrestimando este precio (la AIE calcula que el precio del petróleo alineado con el objetivo de París sería de 24 dólares por barril [88,89,90].

En su reciente Plan de Sostenibilidad, Pemex describe el uso de tres escenarios de transición basados en una metodología desarrollada por S&P. Sin embargo, estos escenarios de demanda no incluyen estimaciones de precios ni mediciones de los efectos potenciales en las inversiones de la empresa. Solo se plantea que "Pemex ha llevado a cabo una evaluación sobre el impacto financiero de estos factores de riesgo y considera que el impacto potencial sobre los ingresos a largo plazo es significativo"[91], pero no se entregan más detalles.

Para asegurarse de que el análisis de escenarios sea efectivo para mitigar el riesgo, Pemex debe, como mínimo:

> **i. Tomar en cuenta la incertidumbre usando varios escenarios de precios en lugar de solo uno.** La velocidad de la transición energética global supone una incertidumbre fundamental para Pemex. Aunque la transición ya está ocurriendo, es imposible predecir su ritmo, así como, en general, los precios del petróleo en el futuro y la velocidad en la que éstos cambiarán, lo que abre un amplio rango de futuros posibles para Pemex y la economía mexicana. Por lo tanto, es necesario evaluar las decisiones a la luz de varios escenarios de precios del petróleo, no solo de uno. Como muchas empresas lo hacen, Pemex puede usar, como referencia, escenarios de precios de petróleo construidos por otras organizaciones –la AIE o IRENA, entre otras–[92].

88 Petrobras, *Annual Report and Form 20-F* [Reporte Anual y Forma 20-F], 2022. api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/23f48cb9-9972-be78-2996-b3a79b5c351c?origin=1.
89 IEA, *World Energy Outlook* [Perspectivas Energéticas Mundiales], 2022. www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022.
90 IEA, *World Energy Outlook* [Perspectivas Energéticas Mundiales], 2021. www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021.
91 Pemex, *Plan de Sostenibilidad*, 13 de marzo de 2024. www.pemex.com/acerca/plan-de-sostenibilidad/Paginas/default.aspx.
92 Barbara Davidson y Rob Schuwerk, "Still Flying Blind: The Absence of Climate Risk in Financial Reporting [A ciegas: La ausencia del riesgo climático en la información financiera]", *Carbon Tracker*, 6 de octubre de 2022. carbontracker.org/reports/still-flying-blind-the-absence-of-climate-risk-in-financial-reporting/.

ii. Usar métricas para evaluar la viabilidad financiera de sus inversiones y publicar los resultados y los supuestos. Una vez establecidos los escenarios de precios del petróleo, Pemex debe evaluar el posible impacto de cada uno en la cartera de inversión de la empresa. Existen varias metodologías para este tipo de análisis. Dos enfoques comunes:

Análisis del punto de equilibrio del precio. Se trata de calcular el precio de equilibrio de diferentes proyectos, con el fin de evaluar la viabilidad de cada uno en distintos escenarios. Este análisis ayuda a identificar los proyectos que no alcanzan un punto de equilibrio si la demanda futura de petróleo se asemeja a los escenarios más rápidos de transición. NRGI ha llevado a cabo este análisis de manera comparada para distintas NOC, con base en el escenario NZE y APS[93]. Shell ha mencionado en sus publicaciones el uso de este tipo de análisis; cada año testea su portafolio bajo diferentes escenarios, incluyendo precios prolongadamente bajos del petróleo. Además, esta empresa clasifica los precios de equilibrio de sus activos en los negocios de upstream y gas integrado para evaluar su resiliencia ante precios bajos del petróleo y gas[94].

Análisis descontado de flujo de caja. Consiste en calcular el valor presente de los flujos de caja bajo cada escenario, para determinar la rentabilidad de distintas inversiones. Un informe reciente de la IEA presenta este enfoque para calcular el posible valor en riesgo para las NOC y los gobiernos de sus países, mediante el análisis del valor neto presente en los tres escenarios principales de la AIE[95,96]. Petrobras también analiza el impacto en el Valor Neto Presente (VNP) del portafolio de la compañía con base en escenarios internacionales, y tomando en cuenta el efecto de los precios supuestos del petróleo y del carbono en los períodos evaluados[97]. Otras empresas que llevan a cabo análisis similares, a partir de escenarios de precio del carbono, son Eni y Equinor[98].

93 David Manley, Andrea Furnaro y Patrick Heller, "Apuestas más arriesgadas, bolsillos más pequeños: Cómo están gastando el dinero público las empresas petroleras estatales en medio de la transición energética", NRGI, 31 de enero de 2024. resourcegovernance.org/sites/default/files/2024-03/NRGI_Apuestas%20más%20arriesgadas_bolsillos%20más%20pequeños_ESP.pdf.

94 Shell, *Energy Transition Report* [Reporte de transición energética]. reports.shell.com/energy-transition-progress-report/2022/_assets/downloads/shell-energy-transition-progress-report-2022.pdf

95 IEA, *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions* [La industria del petróleo y el gas en las transiciones Net Zero]. iea.blob.core.windows.net/assets/a6e9b926-2349-4bee-856e-4997aab5399f/TheOilandGasIndustryinNetZeroTransitions.pdf.

96 Para un ejemplo académico aplicado a Exxon Mobile ver: Drew Riedl, "The magnitude of energy transition risk embedded in fossil fuel company valuations [La magnitud del riesgo de transición energética en las valoraciones de las empresas de combustibles fósiles]", *Heliyon*, 7(11), e08400 (2021). doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e08400.

97 Petrobras, *Climate Change Supplement* [Suplemento de Cambio Climático], 2021. api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/82b69c0b-4a43-b921-1d5c-2f53bd5bc196?origin=2.

98 WBCSD, *Climate-related financial disclosure by oil and gas companies: implementing the TCFD recommendations* [Divulgación de información financiera relacionada con el clima por parte de las empresas de petróleo y gas: aplicación de las recomendaciones del TCFD], julio de 2018. docs.wbcsd.org/2018/07/Climate_related_financial_disclosure_by_oil_and_gas_companies.pdf.

Otra medida importante es la divulgación de los datos de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para cada proyecto. Esto no implica meramente cumplir con la responsabilidad ambiental; también ofrece la posibilidad de contar con una visión crítica de los proyectos, puesto que los más intensivos en términos de GEI están más expuestos al riesgo de transformarse en activos varados, en virtud de la implementación de políticas climáticas más estrictas, tanto nacionales como internacionales[99].

Con base en las recomendaciones de Carbon Tracker y del TFDC, la Tabla 2 presenta un resumen de las principales dimensiones del análisis de escenarios que Pemex haría bien en considerar. El nivel de detalle con el que se divulga este tipo de información varía entre distintas empresas petroleras. Equinor, por ejemplo, hace público un precio promedio de equilibrio para sus inversiones futuras, pero no un listado detallado de los precios de equilibrio de cada proyecto[100]. Petrobras, por su parte, publica el porcentaje del VNP de inversiones en riesgo en cada escenario, pero no menciona cuáles son los proyectos más riesgosos[101]. Como mínimo, es importante que las empresas mencionen cuáles de estas dimensiones son empleadas en sus análisis de riesgo, incluso si no divulgan los parámetros concretos o los resultados.

Al publicarse estas dimensiones metodológicas, las principales partes interesadas, incluidos los inversionistas, organizaciones climáticas y la comunidad en general, tendrán información necesaria para hacer un examen detallado y, posiblemente, podrán manifestarse en contra de las inversiones que no se alineen con los objetivos ambientales, económicos o sociales.

99 Daniel Kaufmann y Robert Pitman, "Extractive Company Disclosure of Project-Level Greenhouse Gas Emissions is Critical [Es fundamental que las empresas extractivas revelen las emisiones de gases de efecto invernadero de sus proyectos]", *Natural Resource Governance Institute*, 2023. resourcegovernance.org/articles/extractive-company-disclosure-project-level-greenhouse-gas-emissions-critical.

100 CDP, *Equinor CDP Climate Change Questionnaire 2019* [Cuestionario sobre el cambio climático de Equinor CDP 2019], 4 de julio de 2019. www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/sustainability-reports/equinor-cdp-response-2019.pdf

101 Petrobras. (2021). *Climate Change Supplement* [Suplemento de Cambio Climático]. api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/82b69c0b-4a43-b921-1d5c-2f53bd5bc196?origin=2.

Tabla 2. Ejemplos de dimensiones metodológicas en el análisis de escenarios de riesgo de transición [102,103]

Parámetros/suposiciones	Opciones analíticas	Impactos/ efectos en el negocio
• Precio de materias primas/ productos clave • Precio del carbón • Tasa de descuento • Demanda de energía y mezcla • Variables macroeconómicas (por ejemplo, índice PIB, tasa de empleo, etc.) • Variables demográficas • Eficiencia energética • Adaptación geográfica del impacto de la transición • Cambios en tecnología • Cambios de políticas • Tiempos de posibles impactos • Vida útil de activos • Márgenes de refinación • Disposiciones para el retiro de activos	• Elección de escenarios • Horizontes temporales • Alineación de escenarios con NDC • Cambios metodológicos de evaluaciones previas	• Ganancias • Costos • Ingresos • Activos • Capital Asignación/ Inversiones • Tiempos de costos de desarrollo, ingresos y ganancias • Respuestas de la empresa

iii. Asegurarse de que efectivamente se usen los resultados en las decisiones de inversión. Un estudio reciente de Carbon Tracker señala la gran diferencia entre solo mencionar el análisis de riesgo de transición en los informes de sostenibilidad de las empresas petroleras y el uso efectivo de este tipo de análisis en sus informes y toma de decisiones financieras. En otras palabras, las empresas petroleras deben asegurarse de que los estados financieros coincidan con lo que figura en otros informes, divulgando las suposiciones y parámetros que se hayan empleado, y ofreciendo análisis de sensibilidad sobre las posibles implicaciones y análisis de deterioro para evaluar el impacto de la transición en el valor de los activos[104].

102 Barbara Davidson y Rob Schuwerk, "Still Flying Blind: The Absence of Climate Risk in Financial Reporting [A ciegas: La ausencia del riesgo climático en la información financiera]", *Carbon Tracker*, 2022. carbontracker.org/reports/still-flying-blind-the-absence-of-climate-risk-in-financial-reporting/.

103 TCFD, *Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosure* [Recomendaciones del Grupo de trabajo sobre divulgación de información financiera relacionada con el clima], junio de 2017. assets.bbhub.io/company/sites/60/2021/10/FINAL-2017-TCFD-Report.pdf.

104 Barbara Davidson y Rob Schuwerk, "Still Flying Blind: The Absence of Climate Risk in Financial Reporting [A ciegas: La ausencia del riesgo climático en la información financiera]", *Carbon Tracker*, 2022. carbontracker.org/reports/still-flying-blind-the-absence-of-climate-risk-in-financial-reporting/.

3.2 Mitigar el riesgo mediante un plan de negocios resiliente

Mitigar el riesgo de transición implica redirigir las inversiones futuras hacia estrategias más resilientes. Definir el plan de negocios más apropiado requiere un análisis de los beneficios y problemas relacionados con distintas opciones. A continuación, presentamos dos recomendaciones para definir estas estrategias de mitigación:

Perseguir el valor, no el volumen

Con base en el análisis que presentamos en el capítulo anterior, parece muy poco probable que Pemex puedan revertir significativamente la disminución en la producción de petróleo. Por ello, tanto en un escenario de transición lenta como rápida, es necesario definir el tamaño óptimo de Pemex. La estrategia más práctica para reducir la exposición al riesgo es concentrar la inversión en proyectos cuya expectativa de retornos sea la más elevada, privilegiando el valor de la inversión sobre el volumen de producción[105]. En este sentido, proyectos como Uchukil y Maxochitl Shale resultan particularmente costosos.

Algunas IOC (empresas petroleras internacionales, por sus siglas en inglés) ya están siguiendo esta estrategia. Es decir, han limitado sus planes de expansión y vendido los proyectos que consideraban que no iban a conseguir altos retornos si se acelera la transición energética. Muchas también han reducido la exploración[106,107,108].

Esta estrategia es menos común entre las NOC. Algunas, especialmente las del Medio Oriente, tienen reservas menos costosas que las IOC, o sus gobiernos les ordenan seguir maximizando la producción.

Muchas NOC que tienen proyectos relativamente costosos hoy están buscando volumen más que valor, con el objetivo de acelerar la producción antes de que el mundo deje de demandar su petróleo. En Ghana, por ejemplo, algunos tomadores de decisión consideran que esta estrategia puede reducir el riesgo de activos varados en su NOC, la cual planea comprar algunos de los proyectos que las IOC están

105 Ernst y Young, "From Volume to Value: The Transformation of National Oil Companies [Del volumen al valor: La transformación de las empresas petroleras estatales]", *EY*, 2017. assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/en_gl/topics/oil-and-gas/ey-noc-transformation.pdf.

106 IEA, *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions* [La industria del petróleo y el gas en las transiciones Net Zero]. iea.blob.core.windows.net/assets/a6e9b926-2349-4bee-856e-4997aab5399f/TheOilandGasIndustryinNetZeroTransitions.pdf.

107 Ver la estrategia de BP para desprenderse de sus activos más contaminantes: BP, *bp update on strategic progress* [avances estratégicos de bp], 8 de febrero de 2022. www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-update-on-strategic-progress.html.

108 Energy Council, *Capital Discipline: Revitalizing Confidence and Attracting Investors to the Oil & Gas Sector* [Disciplina de capital: Revitalizar la confianza y atraer inversores al sector del petróleo y el gas], 4 de enero de 2024. energycouncil.com/articles/capital-discipline-revitalizing-confidence-and-attracting-investors-to-oil-gas-sector/.

abandonando en el país[109]. Sin embargo, los proyectos petrolíferos necesitan en promedio 7.5 años para pasar de la etapa de descubrimiento a la de producción[110]. Por lo tanto, esta estrategia es más adecuada para campos que ya están produciendo y pueden generar volumen adicional rápidamente, que, para proyectos nuevos, algo que Pemex debe tomar en consideración antes de tomar la decisión de invertir en proyectos greenfield y costosos como Pankiwi Shale, Maxocitl Shale, Uchukil y Kante.

Reducir emisiones operacionales

Reducir emisiones de gases de efecto invernadero de las operaciones de Pemex representa una estrategia crucial para mejorar sus estándares ASG y con ello, como algunos estudios han mostrado, su capacidad de acceder a capital[111].

La alternativa más obvia es priorizar proyectos que aumenten la competitividad de la empresa en el corto plazo. Según un estudio de McKinsey, las empresas petroleras pueden reducir en promedio entre el 40 y 50 por ciento de las emisiones de sus operaciones y al mismo tiempo reducir costos usando tecnologías ya probadas[112]. Algunas estrategias claves para reducir emisiones como una forma de agregar valor al negocio fueron incorporadas por Pemex en el Plan de Sustentabilidad publicado en 2024[113]. Por ejemplo, en términos de captura de gas natural quemado, cogeneración, eficiencia energética e integrar energías renovables.

Aunque este plan representa un avance importante, varios actores han planteado que no es suficiente para aprovechar las oportunidades económicas de la reducción de emisiones operacionales. Por ejemplo, no se incluyen estrategias claras de financiamiento para las propuestas incluidas que permitan evaluar su viabilidad[114]. Además, se ha planteado que el plan es poco ambicioso dado que se toma como año base para calcular la reducción de emisiones el 2020, el cual representó un año de particularmente bajas emisiones dado los efectos económicos ocasionados por la pandemia del COVID. Finalmente, hay poca claridad respecto a la validez del compromiso financiero indicado en el plan, ya que estas iniciativas no se plasmaron aún en el plan de negocios de Pemex.

109 Joy Business, *GNPC seeks Parliament's approval to buy a 37% stake in Aker Energy's oil block* [GNPC busca la aprobación del Parlamento para comprar una participación del 37% en el bloque petrolífero de Aker Energy], 3 de agosto de 2021. www.myjoyonline.com/gnpc-seeks-parliament-approval-to-purchase-37-stake-in-aker-energys-oil-block/.

110 David Mihalyi y Thomas Scurfield, "How did Africa's prospective petroleum producers fall victim to the resource curse? [¿Cómo cayeron víctimas de la maldición de los recursos los futuros productores de petróleo de África?]", *World Bank*, 2020. openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/34470/How-Did-Africa-39-s-Prospective-Petroleum-Producers-Fall-Victim-to-the-Presource-Curse.pdf.

111 Los proyectos de petróleo y gas con bajas emisiones de carbono tienen más probabilidades de recibir financiación que aquellos con mayores emisiones. Tom Ellacott, "Oil and gas companies will recalibrate strategies in 2023", Wood Mackenzie, 14 de diciembre de 2022, www.woodmac.com/news/opinion/oil-and-gas-companies-will-recalibrate-strategies-2023-outlook/.

112 McKinsey Sustainability, *Decarbonize and create value: How incumbents can tackle the steep challenge [Descarbonizar y crear valor: Los operadores tradicionales ante el reto de la escasez de carbono]*, 24 de octubre de 2023, www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/decarbonize-and-create-value-how-incumbents-can-tackle-the-steep-challenge.

113 Pemex, *Plan de sostenibilidad*, 15 de marzo de 2024, www.pemex.com/acerca/plan-de-sostenibilidad/Paginas/default.aspx.

114 El Universal, *Inviable, estrategia sostenible de Pemex:* expertos, 19 de marzo de 2024.

Evaluar la viabilidad de diversas opciones de diversificación

Una estrategia relevante para mitigar el riesgo de transición en la industria petrolera es la diversificación de actividades. En el taller organizado por NRGI el 25 y 27 de abril de 2023, expertos del sector petrolífero y organizaciones dedicadas al cambio climático llegaron a la conclusión de que se necesita con urgencia tener más conocimiento sobre la viabilidad técnica y financiera de distintas estrategias de diversificación para Pemex. Entre las líneas de negocios que deben analizarse se encuentran los petroquímicos; biocombustibles, hidrógeno y amoniaco verde; cogeneración eficiente; energía geotérmica y energía eólica marina. Para cada una de estas opciones también debe analizarse cuál debe ser el rol de Pemex en la estructura de propiedad de dichos negocios, y si conviene o no que participe en proyectos conjuntos y con un operador.

En el caso de petroquímicos, algunas NOC, como Sonatrach de Argelia[115], han empezado a reforzar sus inversiones en el sector. Pemex también podría hacerlo[116], aunque no debería llegar al extremo de considerar a los petroquímicos como un 'refugio seguro' ante la transición energética. Con tantas NOC contemplando una estrategia similar, podría darse una sobreinversión y sobreoferta de petroquímicos, incluso frente a expectativas relativamente limitadas sobre su capacidad de contrarrestar la posible caída en la demanda de petróleo, que describimos en el apartado 2.2[117,118].

Por otra parte, algunas empresas petroleras están invirtiendo en proyectos de energía baja en carbono[119]. Aramco, por ejemplo, quiere convertirse en una "empresa integrada de energía y sustancias químicas", y está invirtiendo en energías renovables, hidrógeno, CCUS y biocombustibles[120].

115 Hana Saada, "Sonatrach: $11 billion allocated to the development of petrochemical industries for 2022-2026 [Sonatrach: $11 mil millones destinados al desarrollo de la industria petroquímica para 2022-2026]", *DZ Breaking*, 12 de agosto de 2022. www.dzbreaking.com/2022/08/12/sonatrach-11-billion-usd-allocated-to-development-of-petrochemical-industries-for-2022-2026/.

116 Adrian Duholt, "The Petrochemical Arm of Pemex: A tale of Boom and Bust [El brazo petroquímico de Pemex: Una historia de auge y caída]" *Baker Institute*, 14 de mayo de 2020. www.bakerinstitute.org/research/petrochemical-arm-pemex-tale-boom-and-bust.

117 International Energy Agency, *The Oil and Gas Industry in Energy Transitions* [La industria del petróleo y el gas en las transiciones energéticas], 2020. iea.blob.core.windows.net/assets/4315f4ed-5cb2-4264-b0ee-2054fd34c118/The_Oil_and_Gas_Industry_in_Energy_Transitions.pdf.

118 En la APS, el uso de petróleo como fuente de plásticos aumenta en 0,6 mb/d hasta 2030 y luego sólo disminuye ligeramente hasta 2050. Ver IEA, *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions* [La industria del petróleo y el gas en las transiciones Net Zero], 23 de noviembre de 2023. iea.blob.core.windows.net/assets/a6e9b926-2349-4bee-856e-4997aab5399f/TheOilandGasIndustryinNetZeroTransitions.pdf.

119 Alex Dewar, Randolph Bell, Reed Blakemore, and David W. Yellen, "Leading Oil and Gas into a Net-Zero World [Dirigir el petróleo y el gas hacia un mundo con balance cero]" *Atlantic Council*, 27 de marzo de 2023. www.atlanticcouncil.org/in-depth-research-reports/report/leading-oil-and-gas-into-a-net-zero-world/.

120 Mauricio Cárdenas y Luisa Palacios, "National Oil Companies and the Energy Transition: Ecopetrol's Acquisition of an Electricity Transmission Company [Las petroleras nacionales y la transición energética: La adquisición por Ecopetrol de una empresa de transmisión de electricidad]", *Center on Global Energy Policy*, 13 de agosto de 2021. www.energypolicy.columbia.edu/research/commentary/national-oil-companies-and-energy-transition-ecopetrols-acquisition-electric-transmission-company.

Para Pemex, como para cualquier NOC, esta estrategia tiene sentido si la empresa cuenta con capacidades suficientes. Las NOC que tienen un papel protagónico en el sector energético de sus países pueden impulsar inversiones en energía renovable, pero se convierten en algo más que un obstáculo si carecen de las capacidades financieras, institucionales y técnicas[121]. En México, la empresa estatal con el mandato jurídico y las capacidades técnicas para aventurarse en energías renovables es la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Las dos empresas, CFE y Pemex, están llamadas a tener un papel fundamental en los esfuerzos por alcanzar emisiones netas cero en el sector energético y por avanzar en la transición energética nacional. Para ello, será necesario construir una visión coordinada e integrada, una estrategia y un plan de acción que definan el papel de cada empresa.



Petroquímica de Pemex en Morelos, México. Armando Salgado/NRGI

121 NRGI y IISD, *National Oil Companies and Climate Change: Insights for Advocates* [Las petroleras nacionales y el cambio climático: Perspectivas para los defensores], noviembre de 2021, resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/national_oil_companies_and_climate_change_insights_for_advocates.pdf.

3.3 Supervisión del riesgo de transición por parte del estado mexicano

Dado que la influencia y los impactos de Pemex van más allá de su gestión interna, para promover mejores planes de mitigación de la transición es necesario que las partes interesadas asuman un sentido de responsabilidad. El Estado mexicano, como propietario único de Pemex, tiene una importante responsabilidad en relación con la política de propiedad de la empresa, que abarca tanto la tarea de establecer objetivos y procesos de toma de decisiones como la vigilancia en torno a su cumplimiento. Distintas entidades del Estado, como la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Secretaría de Energía, junto con el Congreso de la Unión y la Auditoría Superior de la Federación, tienen un papel crucial en la determinación y supervisión de esta política[122]. También en estas instituciones se requerirían algunas transformaciones para incorporar y supervisar el riesgo de transición energética para Pemex. Aquí señalamos tres cambios clave:

La Secretaría de Energía debe asumir un rol planificador de la transición energética, haciendo hincapié en el riesgo de transición y construyendo sinergias entre las empresas estatales

La Secretaría de Energía, responsable de dar forma a la política energética del Gobierno mexicano, debe asumir un rol fundamental en la planeación estratégica para acelerar la transición energética en el país y también para promover una mejor gestión del riesgo de transición en el sector petrolero. Esto implica buscar sinergias entre las empresas estatales relacionadas con la transición energética, lo que incluye a Pemex, la CFE y la recientemente establecida LitioMX.

En este contexto, se debe aclarar el papel de Pemex como proveedora de energía, así como su rol en el acceso y seguridad energéticas en el horizonte más amplio de una política de transición energética, que incluya la expansión de energías renovables en la matriz energética del país. Esto es crucial para armonizar los esfuerzos de estas empresas estatales, asegurando la cooperación y el eficiente aprovechamiento de los recursos.

122 México Evalúa, *Mapa de Vigilancia del Estado sobre sus empresas productivas*, 8 de septiembre de 2020. www.mexicoevalua.org/mapa-de-vigilancia-del-estado-sobre-sus-empresas-productivas/.

La Secretaría de Hacienda debe reconsiderar las condiciones para transferir recursos públicos a Pemex

Dado el importante apoyo financiero que el Gobierno ha dado a Pemex, es razonable esperar que la SHCP, institución responsable de brindar dicho apoyo, presente una justificación convincente para continuar con esta política, que hasta ahora no ha presentado.

Entre enero 2019 y junio 2023, el Gobierno mexicano transfirió directamente a Pemex más de 1.32 billones de pesos[123]. La SHCP, mediante comunicados, ha explicado que este gasto forma parte de los esfuerzos del Gobierno por mejorar la situación financiera de la empresa y aumentar su capacidad productiva[124,125]. Sin embargo, estas transferencias son recursos públicos que podrían asignarse a áreas y servicios prioritarios, como el sistema de salud y la educación.

Además de las transferencias directas, se han otorgado beneficios fiscales a Pemex, por los cuales el Estado ha dejado de recaudar recursos para transferir, por ejemplo, a las entidades federativas. Recientemente, la SHCP reconoció algunos de los impactos de estas medidas, al mostrar que la reducción más reciente en el Derecho de Utilidad Compartida (DUC), de 40 % a 30 %, afectará fuertemente al monto de recursos canalizados a los 32 estados[126]. El Centro para Investigación Económica y Presupuestaria (CIEP) estima que entre 2016 y 2024 los beneficios fiscales a Pemex, especialmente gracias a la reducción del DUC, ascendieron a más de 800 000 millones de pesos[127].

Con el riesgo de transición aquí descrito y sin mejoras en la situación financiera de Pemex, el apoyo financiero del Gobierno a la empresa (además, sin rendición de cuentas) corre el riesgo de convertirse en norma. Pese a que la reforma energética de 2013 estipula que las transferencias a Pemex deben ocurrir solo en condiciones extraordinarias, éstas continúan dándose a discreción del Gobierno[128]. La SHCP debe revisar las justificaciones y condiciones para este apoyo, en aras de la responsabilidad fiscal y de la transparencia en la gestión de recursos públicos. Más aún, condiciones

123 IMCO, *Apoyos del Gobierno Federal a Pemex*, 12 de septiembre de 2023. imco.org.mx/apoyos-del-gobierno-federal-a-pemex/.
124 Ver, por ejemplo, el comunicado de la SHCP del 11 de septiembre de 2019, sobre una nueva aportación de capital a Pemex por 5 mil millones de dólares, donde señala que: "Esta acción forma parte de los esfuerzos del Gobierno para fortalecer la estabilidad financiera de Pemex y mejorar su rentabilidad y contribución estratégica de largo plazo a la economía mexicana." *Gobierno de México, Anuncio de aportación patrimonial a PEMEX,* 11 de septiembre de 2019. www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/492433/SHCP_084_espa_ol.pdf.
125 Otro ejemplo es el decreto DOF:19/02/2021 por el que se otorgan beneficios fiscales a Pemex. Esto se puede encontrar aquí: SEGOB, *DECRETO por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican*, 19 de febrero de 2021, www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5611907&fecha=19/02/2021#gsc.tab=0.
126 Ulises Juárez, "Reducción del DUC de Pemex impactará en participación de recursos a los estados, reconoce Hacienda", *Energía a Debate*, 25 de octubre de 2023. energiaadebate.com/reduccion-del-duc-de-pemex-impactara-en-participacion-de-recursos-a-los-estados-reconoce-hacienda/.
127 César Augusto Rivera de Jesús, "Apoyos fiscales y patrimoniales a Pemex", CIEP, 17 de octubre de 2023. https://ciep.mx/wp-content/uploads/2023/10/Apoyos_fiscales_y_patrimoniales_Renta_petrolera_neta.pdf.
128 México Evalúa, *Mapa de Vigilancia del Estado sobre sus empresas productivas*, 8 de septiembre de 2020, www.mexicoevalua.org/wp-content/uploads/2020/09/mapa-vigilancia-version-final.pdf.

que explícitamente se refieran al riesgo de transición (por ejemplo, la publicación de análisis de escenarios y planes de mitigación), así como los planes de transición energética de Pemex alineados con la Contribución Determinada a Nivel Nacional, deben incorporarse como un elemento de la justificación de la transferencia de fondos públicos a Pemex.

Revisión en la implementación de la política de propiedad y el papel del Congreso y la Auditoría Superior de la Federación

En otros estudios se ha encontrado problemáticas en la implementación de la política de propiedad de las Empresas Productivas del Estado (EPE), tras su creación en 2013[129]. En particular, se destaca la relevancia del Congreso como uno de los principales representantes del Estado como dueño de las EPE. Sin embargo, éste no ha llevado a cabo suficientes acciones para cumplir dicha función. Esta función revisora, que incluye seguimiento al reporte anual de Pemex, la vigilancia al cumplimiento de objetivos y la determinación de criterios para la evaluación de sus órganos de gobierno, se vuelve aún de mayor relevancia en un momento en el que la situación financiera de Pemex y las consecuencias de la transición energética aquí descritas ponen en evidencia que la toma de decisiones debe ser acorde con los intereses del Estado.

Metas de producción que consideren el riesgo de transición y el rol de los reguladores energéticos

El Gobierno mexicano debe revaluar las ambiciosas metas de producción de Pemex, teniendo en cuenta el riesgo que corre si, para alcanzarlas, necesita inversiones en actividades de exploración y producción que no son rentables económicamente. Dada la transición energética global, es crucial alinear las metas de producción con expectativas realistas del mercado y con los compromisos climáticos y ambientales del Gobierno. Un enfoque equilibrado que dé prioridad tanto a la viabilidad económica como a la sustentabilidad ambiental podría conducir a una mejor estrategia de mitigación del riesgo de transición, tanto para Pemex como para la economía mexicana.

Desde el plano regulatorio, la CNH, como regulador técnico de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, puede verificar el riesgo de transición –reconociendo el tiempo que se tarda en desarrollar nuevos campos petroleros y considerando escenarios como NZS y APS– como parte del análisis que haga para nuevos proyectos y para los que ya están en operación, y así también establecer las prospectivas y metas de producción.

129 México Evalúa, *Mapa de Vigilancia del Estado sobre sus empresas productivas*, 8 de septiembre de 2020. www.mexicoevalua.org/wp-content/uploads/2020/09/mapa-vigilancia-version-final.pdf.

4. Conclusiones

Pemex enfrenta un presente lleno de desafíos. La continua baja en la producción (y la probabilidad de que siga cayendo), los altos costos de producción, las recientes apuestas en negocios que no son rentables –como la refinación–, los altos niveles de la deuda y el hecho de depender del apoyo financiero del Gobierno han generado una crisis que afecta a la empresa y las finanzas públicas de México.

En este contexto, Pemex se encuentra en una posición desventajosa para enfrentar los desafíos de la transición energética. En este reporte hemos mostrado de qué forma esta transición puede transformar la actual situación en una crisis profunda. El cambiante contexto puede restar productividad a una parte significativa de las futuras inversiones de Pemex. Si los gobiernos del mundo cumplieran con sus políticas actuales frente al clima –el escenario APS de la AIE–, aproximadamente 10 000 millones de dólares de activos de Pemex no alcanzaría el punto de equilibrio.

La crisis de Pemex no es nueva y le ha dado dolores de cabeza a los tomadores de decisión y hacedores de políticas públicas desde hace varias décadas. Lo que ha mantenido estable la situación, pese a su gravedad, son tres mecanismos: el alto precio del petróleo, que ha generado suficientes recursos como para sostener a la empresa; el apoyo financiero que el Gobierno ha otorgado para cubrir la deuda de Pemex en distintas ocasiones, y la confianza de los acreedores de que este apoyo financiero se mantendrá.

Sin embargo, con el avance de la transición energética estos tres factores cambiarán radicalmente: disminuirán los precios del petróleo, el Gobierno podría estar financieramente demasiado limitado como para apoyar a Pemex y los acreedores podrían perder la fe en la estabilidad de la garantía estatal, y preocuparse por el riesgo de que los activos de la compañía queden varados.

Si los riesgos relacionados con la transición energética no se incorporan adecuadamente en las decisiones relativas al futuro de Pemex, la probabilidad de que se genere una crisis económica es alta. Esta crisis podría dañar las finanzas públicas, los índices de empleo y la seguridad energética del país.

Para el próximo Gobierno las decisiones en torno a Pemex serán cruciales. Sin embargo, varios temas relativos al futuro de Pemex no se han considerado debidamente en el debate público. Hay por lo menos tres preguntas a este respecto que son fundamentales. Para las primeras dos, el análisis que hemos presentado brinda importantes claves iniciales, mientras que, para la última, se necesitan con urgencia análisis más detallados sobre los impactos regionales y locales:

¿Cómo puede el país atender decisiones de inversión ya realizadas, sobre todo aquéllas que parecen cuestionables desde un punto de vista económico, y en muchos casos también ambiental, siendo la refinación un ejemplo particularmente prominente?[130]

¿Qué estrategias se pueden implementar para evitar otras apuestas arriesgadas, en el sentido de decisiones de inversión altamente expuestas al riesgo de transición?

¿Cómo puede México evitar que una mala gestión de riesgos resulte en un shock económico para los trabajadores de Pemex y las comunidades y regiones que dependen del sector petrolero, como Tabasco, Campeche y Veracruz, y qué estrategias pueden lograr un pronto compromiso y participación temprana para avanzar hacia una transición justa?

130 IMCO, *Diagnóstico IMCO: refinería Dos Bocas*, 9 de abril de 2019, imco.org.mx/diagnostico-imco-refineria-dos-bocas/.

Agradecimientos

Agradecemos el apoyo de Anna Cartagena, Brenda Rodríguez, Julián Martínez-Achim y Ricardo Troncoso en la elaboración y cuidado de este reporte. A Juan Luis Dammert, Amir Shafaie, Luisa Palacios, Jimena Marván Santín e Isabel Studer Noguez por su revisión y comentarios; y a Alejandro Chanona por sus aportes. Por último, agradecemos a todos los asistentes del taller **Pemex y la transición: Análisis de escenarios para la toma de decisiones** y a las personas que entrevistamos para este proyecto por sus aportes.

Sobre los autores

Andrea Furnaro es analista de Políticas en NRGI; Fernanda Ballestertos es la gerenta de país de NRGI en México y David Manley lidera el equipo Legal y Análisis Económico de NRGI.

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

Natural Resource Governance Institute