

# Pemex vs Equinor: en búsqueda de un modelo para México

*Estrategias de desarrollo similares, en países distintos, pueden tener resultados opuestos. La razón de esto es la calidad de las instituciones. Un ejemplo son las empresas petroleras estatales, con las que los países han buscado maximizar los beneficios de la explotación del petróleo en su territorio. Mientras que unas aportan significativamente a las finanzas de sus países, otras, como Petróleos Mexicanos (Pemex), se han vuelto un lastre financiero.*

*El deterioro de la petrolera mexicana no es nuevo, pero los apoyos multimillonarios que le brinda el Gobierno federal sí han cambiado. Han incrementado hasta sumar a la fecha casi 2 billones de pesos y no se ha podido revertir la mala situación patrimonial: la empresa está en quiebra técnica. Es decir, sus pasivos son mayores a sus activos.<sup>1</sup> La gravedad de la situación es tal que en 2024, por primera vez en la historia, Pemex ha dejado de aportar a las finanzas públicas del Gobierno y es éste quien aporta a la empresa para mantenerla a flote.<sup>2</sup>*

*Al cierre de 2024 se espera que el déficit total del Sector Público llegue a 5.9% del Producto Interno Bruto (PIB), el mayor desde 1988<sup>3</sup>. Para 2025, el Gobierno prometió una reducción del déficit al 3% del PIB. Sin embargo, su implementación se ve poco factible: sería el ajuste más grande de un año a otro en los últimos 30 años. Ponerlo en práctica obligará al Gobierno a decidir entre bajar los apoyos a Pemex, aplicar graves recortes en la inversión o programas sociales, o ambos.<sup>4</sup> La delicada situación de las finanzas públicas ha sido generada en gran parte por la fragilidad de la empresa. De aquí que sea necesario un replanteamiento del modelo de negocios de Pemex.*

*El primer paso hacia una recuperación debe ser el diseño de un conjunto de cambios a Pemex. Éstos deben frenar su erosión patrimonial y detonar su valor económico sostenible por medio de mecanismos que, desde su modelo de negocio, lleven a la empresa a la ruta de la rentabilidad.*

<sup>1</sup> México Evalúa (2023). El empobrecimiento de las empresas públicas. Recuperado de: <https://numerosdeerario.mexicoevalua.org/2023/07/14/el-empobrecimiento-de-las-empresas-publicas/>

<sup>2</sup> México Evalúa (2024). Aumenta lastre fiscal de Pemex. Finanzas públicas al primer trimestre de 2024. Recuperado de: <https://numerosdeerario.mexicoevalua.org/2024/05/10/aumenta-el-lastre-fiscal-de-pemex-finanzas-publicas-al-primer-trimestre-de-2024/>

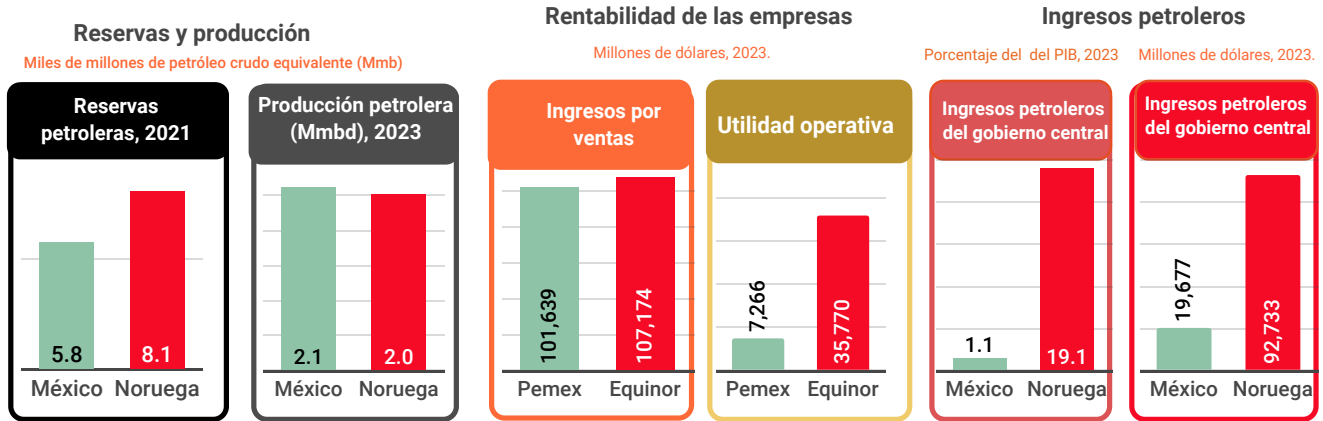
<sup>3</sup> Se refiere a los Requerimientos Financieros del Sector Público (RFSP) estimados al cierre de 2024, publicados en abril de 2024 en los Pre-Criterios de Política Económica para 2025.

<sup>4</sup> México Evalúa (2024). Iniciara Sheinbaum sexenio con recortes al gasto. Recuperado de: <https://numerosdeerario.mexicoevalua.org/2024/07/04/iniciara-sheinbaum-sexenio-con-recortes-al-gasto/>



## Pemex vs Equinor: en búsqueda de un modelo para México

México y Noruega tienen reservas y producción de petróleo similares, pero Noruega genera mucho más ingresos petroleros. Esto refleja una mejor administración en Noruega respecto a México. En el caso de las empresas nacionales, aunque Pemex y Equinor tienen ingresos comparables, la utilidad operativa de Pemex es 80% menor que la de Equinor.



Elaborado por México Evalúa con datos de: Integrated 2023 Annual Report, Equinor (2024); Resultados Anuales 2023, Pemex (2024); US Energy Information Administration; Banco Mundial. \*Los ingresos por ventas son ingresos netos.

<https://infogram.com/equinor-vs-pemex-1h9j6q70k81g54g?live>

Estamos convencidos de que Pemex tiene el potencial para contribuir de manera significativa a las finanzas públicas, pero debe reformularse y modificar su esquema de gobernanza. Desde México Evalúa, consideramos que una estrategia ganadora hacia este fin inicia revisando los modelos con los que operan las empresas estatales que sí son rentables.

Un modelo a seguir es el de Noruega y su empresa Equinor. El país nórdico cuenta con reservas petroleras que son sólo 2.3 miles de millones de barriles (Mmb) superiores a las de México, lo que en el contexto global no es realmente una diferencia significativa, habiendo países como Venezuela o Arabia Saudita que cuentan con hasta 50 veces más reservas que ambos. Además, Noruega tiene una producción muy similar a la de nuestro país. En concordancia, Equinor cuenta con ingresos por ventas similares a Pemex, pero paga casi el doble de impuestos. Las claves están en que su productividad por empleado es el doble, y su modelo de negocios está orientado a generar valor a través de la ampliación de su portafolio productivo y la inversión en investigación, desarrollo y adopción de nuevas tecnologías.

No es casualidad que el marco jurídico y regulatorio de Noruega destaque por seguir las mejores prácticas internacionales en gobierno corporativo. También cuenta con órganos reguladores sólidos y técnicamente independientes que establecen los incentivos apropiados para que la empresa mantenga su buena gobernanza. Al mismo tiempo, cumple con sus objetivos de generar valor económico sostenible; es decir, rentabilidad con responsabilidad social.

Esta investigación busca identificar las prácticas, modelos e instituciones que han provocado que las Empresas Petroleras Estatales de México y Noruega obtengan resultados tan distintos. Es un primer ejercicio para imaginar lo que Pemex podría llegar a ser y cómo conseguirlo.

Pemex puede volver a ser un motor de desarrollo para México. Esto no se logrará volviendo al pasado, sino mirando hacia el futuro.

### COMPARATIVA MÉXICO VS NORUEGA

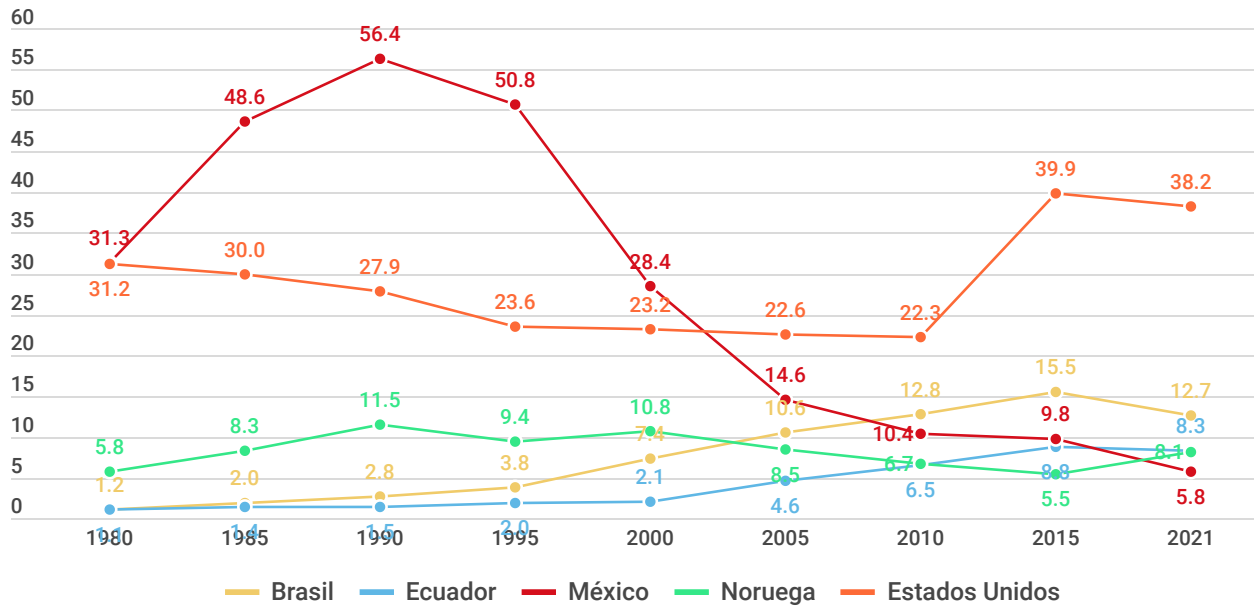
Pemex y Equinor son dos empresas petroleras de carácter estatal que participan en la industria petrolera de México y de Noruega, sus respectivos países. El análisis de las estrategias de estas industrias inicia con revisar el contexto del sector petrolero en ambos países y su contribución a las finanzas públicas.

#### Reservas petroleras

México y Noruega tienen reservas similares de petróleo. En 2021, México tenía 5.8 miles de millones de barriles (Mmb\*) y Noruega 8.1 Mmb, según la U.S. Energy Information Administration (EIA).

Se puede considerar que México y Noruega se encuentran entre los países con reservas medias de petróleo dentro del total de países productores. Los países con mayores re-

México y Noruega son ahora similares en cuanto a reservas probadas de petróleo. En 2021, México tenía 5.8 miles de millones de barriles (Mmb\*) y Noruega 8.1 Mmb. No obstante, en 1990 México llegó a tener cinco veces más reservas que Noruega, una caída de 90%.



Elaborado por México Evalúa con datos de la US Energy Information Administration. Mmb miles de millones de petróleo crudo equivalente

<https://infogram.com/reservas-petroleo-mundo-1h7v4pd357mvj4k?live>

servas son: Venezuela, que contaba, en 2021, con 301 Mmb de reservas; Arabia Saudita, con 258 Mmb; Irán, con 208 Mmb; y Canadá, con 170 Mmb. Al mismo nivel que México y Noruega, encontramos a países como Angola, con 7.8 Mmb en reservas; Azerbaiyán, con 7 Mmb; y Omán con 5.4 Mmb.

Cabe destacar que, en 1990, México llegó a tener cinco veces más reservas que Noruega y se colocó como el noveno país a nivel mundial en esta métrica. La caída de México en esta cifra se debe a una menor inversión en exploración. Los datos más actualizados para México, de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), reportan que en 2024 hay 5.9 Mmb de reservas probadas de crudo, por lo cual el contexto no ha cambiado en los últimos años.

México sobresale a nivel mundial por ser el país con la mayor reducción de reservas probadas entre 1990 y 2021, con una caída de 90% o 50.6 Mmb menos. En ese mismo periodo, Noruega redujo sus reservas en 30% o 3.4 Mmb. La diferencia es que Noruega cuenta con ahorros financieros contruados a partir de la venta del petróleo, lo que le permite adaptarse al agotamiento de sus campos petroleros, mientras que México no cuenta con dichos instrumentos. Lo detallaremos más adelante.

Hay que enfatizar que varios países han sido exitosos en aumentar sus reservas. De 1990 a 2021, las reservas

probadas a nivel mundial crecieron en 69% o 695 Mmb. Canadá incrementó sus reservas en 2,677% (164 Mmb); Irán, en 125% (116 Mmb); Iraq, en 45% (45 mmb); Estados Unidos, 37% (10 Mmb); y Brasil, 352% (10 Mmb), sólo por poner unos ejemplos. Que unos países disminuyan sus reservas mientras que otros las aumentan, se explica por las distintas condiciones geológicas, pero también por el desarrollo de tecnología e inversión en exploración.

## Producción de crudo

México y Noruega también tienen una producción similar de petróleo. En 2023, México produjo 2.1 millones de barriles diarios (Mbd) y Noruega 2.0 Mbd. Sin embargo, en su mejor momento, en 2005, México llegó a producir 3.8 Mbd y Noruega hasta 3.3 Mbd en el 2000.

Destaca que México es el segundo país que más ha reducido su producción de petróleo entre el 2005 y 2023, en 44% (1.6 Mbd), sólo superado por Venezuela que redujo su producción en 75% (2.3 Mbd). Noruega también destaca por haber bajado su producción en 32% (0.9 Mbd). La diferencia es que el país nórdico ha incrementado su nivel de ingresos públicos al mejorar su recaudación tributaria, mientras que en México apenas se ha compensado el desplome de los ingresos tributarios<sup>5</sup>.

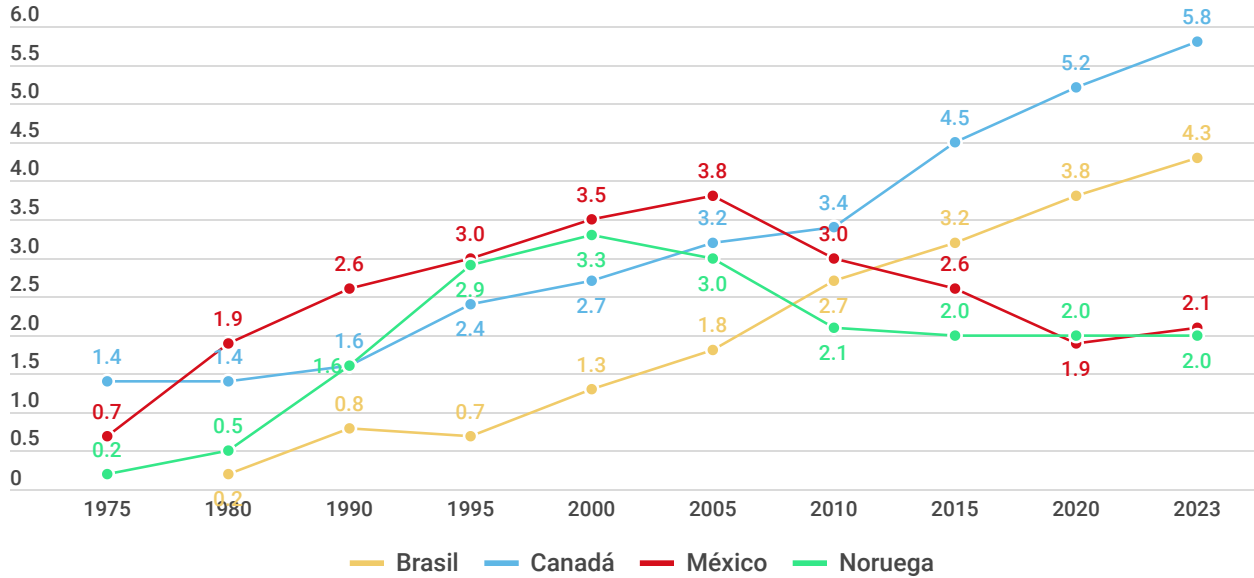
<sup>5</sup> México Evalúa (2024) Dos de cal por tres de arena. Análisis anual 2023. Recuperado de: <https://numerosdearario.mexicoevalua.org/2024/02/15/dos-de-cal-por-tres-de-arena-analisis-anual-2023/>



México y Noruega tienen una producción similar de petróleo. En 2023 México produjo 2.1 millones de barriles diarios (Mbd) y Noruega 2.0 Mbd. Sin embargo, en su mejor momento México llegó a producir 3.8 Mbd en el 2005 y Noruega hasta 3.3 Mbd en el 2000.

### Producción de petróleo y otros líquidos

Millones de barriles diarios (Mbd)



Elaborado por México Evalúa con datos de la US Energy Information Administration. Incluye líquidos y otros condensados.

<https://infogram.com/app/#/edit/a252d9a5-e4e6-44b1-a561-c0ae3eb4dfbe>

En contraste, a nivel internacional la producción se ha incrementado en 20% (17.1 Mbd), principalmente por un aumento de 163% (13.5 Mbd) de Estados Unidos; Iraq, 141% (2.5 Mbd); Canadá, 80% (2.5 Mbd); y Brasil, 144% (2.5 Mbd).

En otras palabras, tanto México como Noruega han tenido mejores momentos en cuanto a su producción de crudo como en sus reservas probadas. No obstante, sus ganancias son muy distintas, como veremos a continuación.

### Ingresos petroleros

**La aportación del petróleo a las finanzas públicas de Noruega es muy superior que en México.** De 2010 a 2023, los ingresos del Gobierno central noruego por actividades petroleras promediaron el 10% del PIB<sup>6</sup> (48,456 mdd<sup>7</sup>), mientras que en México los ingresos petroleros del Gobierno federal fueron 2.9% del PIB (36,527 mdd) en promedio.

Hay que notar que el PIB de México es mucho mayor al de Noruega: en 2023 fue de 1.5 billones de dólares, mientras que el

de Noruega de 579 mil millones de dólares. Sin embargo, aún si comparamos sólo en términos de dólares, para eliminar la diferencia del tamaño de las economías, los ingresos petroleros de Noruega siguen siendo superiores a los de México. Por ejemplo, al cierre de 2023 los ingresos petroleros del gobierno de Noruega fueron por 92,733 mdd, mientras que los del gobierno mexicano fueron apenas por 19,677 mdd.

No obstante, no ha sido siempre de esta manera, ya que en años anteriores a 2018 el gobierno mexicano recibía mayores ingresos petroleros respecto al gobierno noruego. Hay que recordar que antes de 2018, Pemex pagaba una tasa por el Derecho de Utilidad Compartida (DUC) del 65%, la cual se ha ido reduciendo y en 2023 era del 40%.

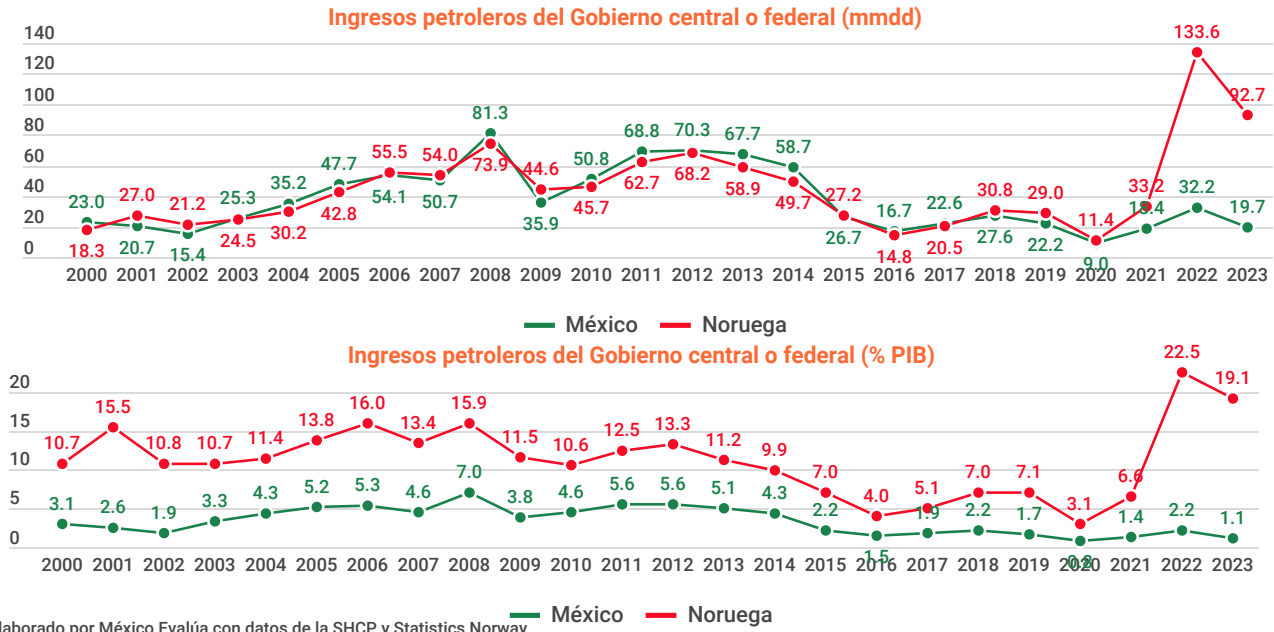
Estas ayudas fiscales han implicado un cambio de tendencia en la aportación de los ingresos petroleros al erario público, ya que para mantener a Pemex a flote, el gobierno federal ha sacrificado sus ingresos petroleros, lo cual se ve reflejado en que ahora el gobierno noruego percibe mayores ingresos por este concepto.

<sup>6</sup> Cálculos de México Evalúa con datos de Statistics Norway. Recuperado de: <https://www.ssb.no/en>

<sup>7</sup> Se considera el promedio de 2010 a 2023 del PIB en dólares corrientes norteamericanos.



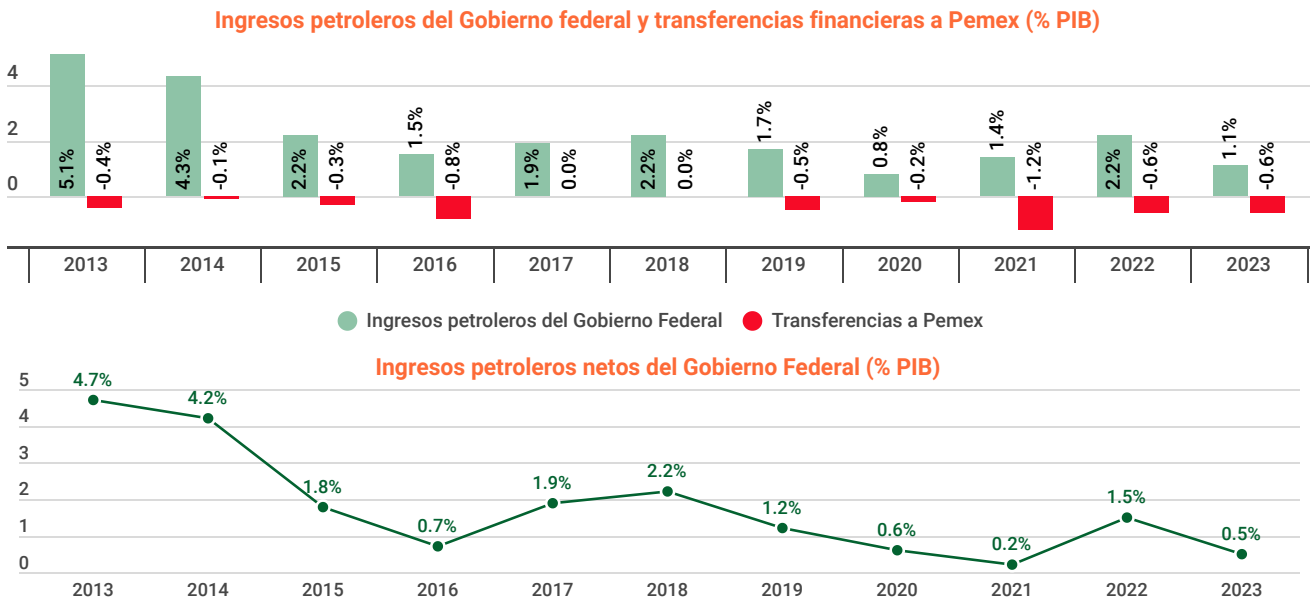
Los ingresos petroleros del gobierno central de México y Noruega habían sido muy similares hasta antes de 2018. Sin embargo, debido a las ayudas fiscales para rescatar financieramente a Pemex, se ha generado un cambio de tendencia, creando una brecha en la cual ahora el gobierno noruego obtiene mayores ingresos petroleros respecto a México.



Elaborado por México Evalúa con datos de la SHCP y Statistics Norway

<https://infogram.com/ingresos-petroleros-noruega-vs-mex-dls-1h0n25omnidd0z4p?live>

Los ingresos petroleros del gobierno federal se han desplomado: de 2.9% del PIB en la administración pasada (2013-2018) a solo 1.4% en la actual (2019-2023). Las transferencias a Pemex en cambio se han duplicado: de 0.3% a 0.6% del PIB. Los ingresos petroleros netos están también en mínimos históricos: promedian 0.8% del PIB.



Elaborado por México Evalúa con datos de la SHCP y el INEGI.

<https://infogram.com/ingresos-netos-mex-1h1749wxwpovl2z?live>



Si se considera que el gobierno federal transfiriere constantemente recursos a Pemex, los ingresos petroleros netos alcanzan mínimos históricos. Esto se debe a que las transferencias a la petrolera, canalizadas a través de la Secretaría de Energía (Sener), casi se han triplicado. Pasaron de 3,317 mdd (0.3% del PIB) a 8,669 mdd (0.6% del PIB) en promedio durante la administración actual. Como resultado, los ingresos netos del gobierno provenientes de Pemex han caído de 32,138 mdd (2.6% del PIB) en la administración anterior, a sólo 11,186 mdd (0.8% del PIB) en la actual administración (2019-2023).

### Composición de los ingresos petroleros

La superioridad de los ingresos petroleros en Noruega no sólo se debe a la buena gestión de Equinor, sino a la participación de empresas completamente privadas, a altos impuestos corporativos y a un modelo de participación del Estado en las concesiones privadas.

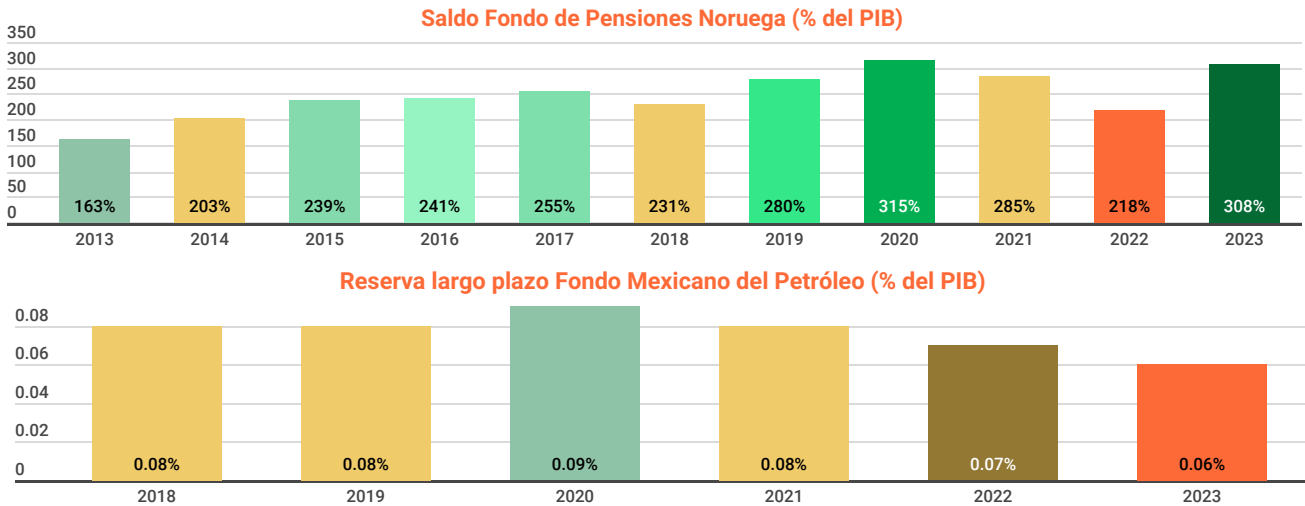
En primer lugar, existe un amplio ecosistema de empresas petroleras en Noruega, lo que favorece la competencia. Si bien Equinor produce alrededor del 68% del crudo en ese país<sup>8</sup>, hay compañías 100% privadas como Aker BP, Cono-

cophillips Scandinavia, Lundin Energy, Var Energy, entre otras, que producen el resto del crudo noruego.

Por otro lado, la estructura fiscal en Noruega es bastante progresiva. En primer lugar, las empresas petroleras allí pagan un Impuesto sobre Sociedades (Corporate Tax) de 22%, a lo cual se suma una tasa marginal de 56%<sup>9</sup> sobre las ganancias netas derivadas de las actividades de extracción. Hay deducciones sobre la exploración, investigación y desarrollo, y ciertas operaciones. Destaca que las empresas pueden consolidar las ganancias de sus pozos petroleros con las pérdidas o costos de exploración de otros, lo que reduce la base gravable<sup>10</sup>.

Asimismo, Noruega obtiene ingresos petroleros por licencias, concesiones e inversión financiera en campos petroleros que gestionan empresas privadas a través un mecanismo llamado State Direct Financial Interest (Interés Financiero Directo del Estado). La gestión de este portafolio la realiza una empresa pública llamada Petoro y consiste en 43 campos petroleros<sup>11</sup> donde el Estado invierte en la exploración y producción (sin gestionar directamente los pozos) en conjunto con empresas privadas, y obtiene parte de las ganancias. Estos réditos<sup>12</sup> se transfieren al Go-

El Fondo de Pensiones de Noruega, que se alimenta de la renta petrolera, llegó en 2023 a 1.6 billones de dólares o 308% el tamaño del PIB de Noruega. Por el contrario, la reserva de largo plazo del Fondo Mexicano del Petróleo no ha aumentado desde su creación y, al contrario, ha caído como porcentaje del PIB.



Elaborado por México Evalúa con datos de Banxico y de Equinor.

<https://infogram.com/fondo-pensiones-noruega-1h0r6rz09735w4e?live>

8 U.S Energy Information Administration (2024) Norway Executive Summary. Recuperado de: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/NOR>

9 PWC (2024). Norway. Corporate-Taxes on corporate Income. Recuperado de: <https://taxsummaries.pwc.com/norway/corporate/taxes-on-corporate-income#:~:text=CIT%20is%2C%20in%20general%2C%20assessed,at%20a%20rate%20of%2022%25.>

10 Norwegian Petroleum (2024). The petroleum tax system. Recuperado de: <https://www.norskpeteroleum.no/en/economy/petroleum-tax/>

11 Petoro (2024) SDFI Facts: recuperado de: <https://www.petoro.no/home>

12 Pöyry Management Consulting (Norway) AS (Econ Pöyry) (2012). Fossil Fuels- At What Cost? Recuperado de: [https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs\\_aws\\_norway.pdf](https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs_aws_norway.pdf)



bierno central y generalmente se depositan en el Fondo de Pensiones de Noruega, y no para financiar el gasto corriente<sup>13</sup>. Este fondo de inversión es uno de los más grandes del mundo con un valor de 1.6 billones de dólares o tres veces el PIB de Noruega<sup>14</sup>.

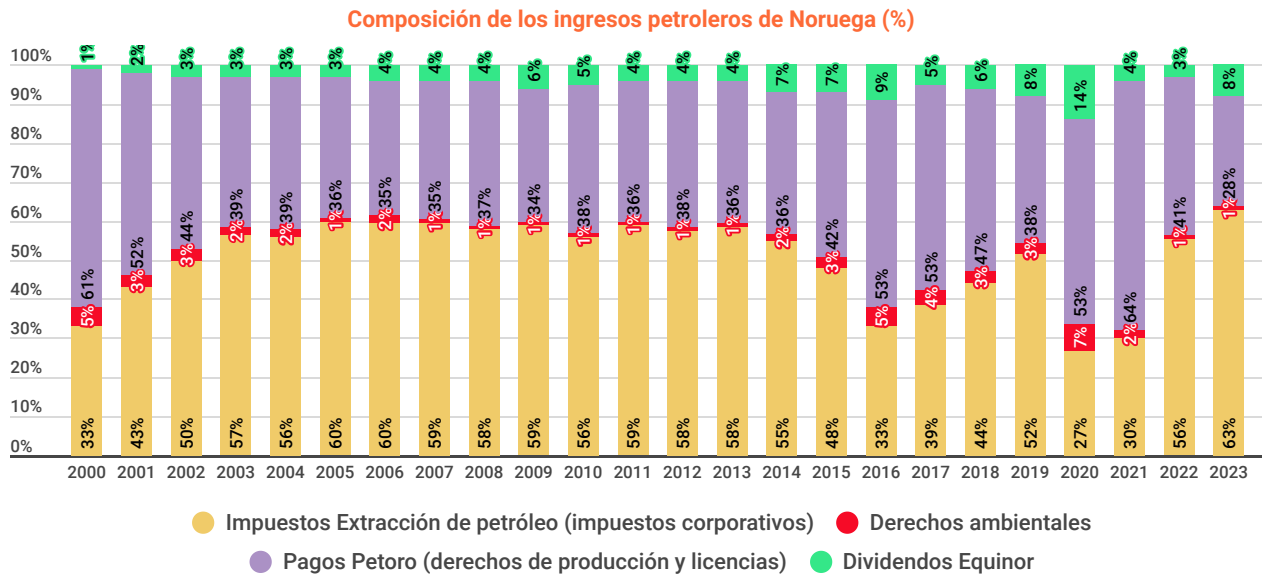
Finalmente, el estado noruego obtiene dividendos por su participación en Equinor. Hay que recordar que el 67% de la empresa pertenece al Estado y un porcentaje igual de las utilidades de la empresa van hacia las arcas públicas.

De 2010 a 2023, 48% de los ingresos petroleros en Noruega han provenído del cobro de impuestos corporativos a las empresas extractoras de petróleo; y 43%, de la participación en pozos petroleros que gestionan empresas privadas. Sólo 6% de los ingresos provienen de los dividendos accionarios de Equinor y 2% a impuestos ambientales sobre la producción de hidrocarburos.

Lo anterior sugiere tres reflexiones: 1) El sistema de producción petrolera noruego combina de forma eficiente la participación de las empresas privadas con altos impuestos y un sistema de concesiones con participación indirecta del Estado. 2) Poseen mecanismos de ahorro que favorecen que no todos los ingresos se vayan al gasto corriente. 3) Las ganancias por las utilidades de Equinor son limitadas, siendo los impuestos corporativos lo que más aporta a las finanzas públicas.

Por su parte, Pemex produce 95% del petróleo en México<sup>15</sup> y está obligada a pagar el Impuesto Sobre la Renta (ISR) cuando registra ganancias y distintos derechos<sup>16</sup>. El 5% restante del crudo se produce por empresas privadas como Eni (Italia), Hokchi Energy (México-Argentina), Perenco (Inglaterra-Francia), Fieldwood Energy (Estados Unidos), Petrolera Cárdenas-Mora (México), entre otras, las cuales tienen las mismas obligaciones tributarias que Pemex<sup>17</sup>.

De 2010 a 2023, 48% de los ingresos petroleros en Noruega provinieron del cobro de impuestos corporativos a las empresas extractoras de petróleo, y 43%, de la participación en pozos petroleros que gestionan empresas privadas. Sólo 6% de los ingresos provienen de los dividendos accionarios de Equinor



Elaborado por México Evalúa con datos de la SHCP y Statistics Norway \* Se refiere al Net Cash Flow del State's Direct Financial Interest (SDFI)

<https://infogram.com/noruega-estructura-ingresos-petroleo-1h9j6q709g7o54g?live>

<sup>13</sup> Cada año, el Estado utiliza los ingresos provenientes de las operaciones petroleras para cubrir un déficit planificado en el presupuesto estatal, llamado déficit presupuestario corregido por el petróleo. Si el flujo de caja neto de las actividades petroleras no es suficiente para cubrir el déficit presupuestario corregido por el petróleo, el resto se transfiere desde el Fondo de Pensiones. Norges Bank (2024) About the forecast for structural liquidity: <https://www.norges-bank.no/tema/markeder-likviditet/likviditeten-i-banksystemet/likviditeten-i-banksystemet---forklaring/>

<sup>14</sup> Norwegian Petroleum (2023) Management of revenues. Recuperado de: <https://www.norskpetroleum.no/en/economy/management-of-revenues/#:~:text=generations%20as%20well-,At%20the%20end%20of%202023%2C%20the%20fund%20market%20value%20was,per%20registered%20person%20in%20Norway.>

<sup>15</sup> U.S. Energy Information Administration. Mexico Executive Summary. Recuperado de: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/MEX>

<sup>16</sup> Estados Financieros Consolidados (2024). Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias. Recuperado de: [https://www.pemex.com/ri/finanzas/Resultados%20anuales/PetroleosMexicanos\\_efc2023.pdf](https://www.pemex.com/ri/finanzas/Resultados%20anuales/PetroleosMexicanos_efc2023.pdf)

<sup>17</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos (2024). Sistema de información de hidrocarburos. Recuperado de: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>



Previo a la Reforma Energética de 2013, el principal derecho que pagaba Pemex era el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos, que se aplicaba a una tasa de 71.5% sobre el valor anual del petróleo y gas natural extraídos en el año, menos las deducciones permitidas. También existían el Derecho sobre la Exploración y el Derecho para el Fondo de Estabilización, entre otros, pero con menor peso en la recaudación.

A partir de la Reforma de 2013, el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos se convirtió en el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), que se cobra a todos los productores de hidrocarburos tanto privados como públicos, pero debido a la estructura productiva del país, el principal contribuyente es Pemex.

Para el cálculo de este derecho se suman el valor de comercialización del petróleo, de gas natural y condensados. A dicho monto se le restan las deducciones autorizadas y el Derecho de Extracción de Hidrocarburos pagado en las declaraciones mensuales, con lo que se obtiene una base gravable a la que se aplica una tasa de impuesto.

Las deducciones se dividen en dos: inversiones y costos de operación. En cuanto a inversiones, no han cambiado las reglas. Se permite deducir el 100% de éstas en la exploración; el 25% en el desarrollo y extracción de yacimientos de petróleo o gas natural, y el 10% del monto original en infraestructura de almacenamiento y transporte<sup>18</sup>. Es necesario repensar el monto de las inversiones deducibles: de 2019 a 2023 la empresa sólo ha podido deducir el 43% de su inversión física<sup>19</sup>.

Los costos de operación deducibles son los de exploración, transportación o entrega de hidrocarburos. Es decir, no son deducibles los gastos administrativos como sueldos del personal, servicios de agua, electricidad o internet o gastos legales y contables. Tampoco son deducibles los gastos en investigación y desarrollo, el costo financiero o el de pensiones. Tendría sentido incluir algunos de estos gastos como deducibles en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos en lugar de reducir la tasa del DUC. Por ejemplo, permitir que los gastos de investigación y desarrollo sean deducibles incentivaría este gasto en Pemex.

Sin duda, el DUC es un impuesto controversial, porque se cobra sobre las ventas y no sobre las utilidades de Pemex. Es decir, la empresa estatal debe darle recursos al Gobier-

no a partir del valor de sus ventas (descontando algunas inversiones y costos, pero no todos) por lo que es posible que se le cobren impuestos incluso si no tiene utilidades. Por el contrario, el Impuesto Sobre la Renta (ISR) se paga sólo si hay utilidades; es decir, al considerar el total de ventas menos el total de costos operativos deducibles. Esta estructura limita los recursos disponibles para la inversión o el desarrollo tecnológico. Si se repensara el modelo del DUC, una posibilidad sería permitir más deducciones.

Debido a que Pemex tiene muy pocos gastos deducibles para el cálculo del DUC por su mal desempeño financiero y el bajo gasto de inversión, se estableció en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH)<sup>20</sup> de 2014, en los artículos 39 y 64 título VII, un periodo de transición en la aplicación del DUC, que pasaría de 70% en 2015 a 65% en 2019. Sin embargo, a finales de 2019, mediante decreto en el DOF<sup>21</sup>, se modificó la LISH para reducir la tasa a 58%, para el ejercicio 2020 y 54% a partir de 2021. La intención era darle mayor flujo de efectivo a Pemex para el pago de su deuda y gasto de inversión. Esta modificación se hizo de forma unilateral mediante decreto del Poder Ejecutivo y sin considerar ingresos sustitutos. Es decir, fue positiva la intención de fortalecer a Pemex mediante la reducción del DUC, pero la parte negativa es que no se realizaron acciones fiscales para compensar el menor cobro de impuestos a Pemex.

Para los ejercicios fiscales de 2022 a 2024, el DUC pasó de 54% hasta 30%. Dichos cambios fueron aprobados en el artículo 22 en las respectivas Leyes de Ingresos de cada año. Si bien los últimos cambios fueron aprobados por el Congreso, no hubo una discusión amplia con los Gobiernos estatales. Este consenso con los estados era necesario ya que la reducción del DUC afecta la Recaudación Federal Participable (RFP), es decir la bolsa de recursos que se reparte a las entidades federativas vía Participaciones, así como varios fondos de las Aportaciones federales<sup>22</sup>.

Otros tributos que paga Pemex son:

1. **Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS).** Al respecto, Pemex paga tres diferentes IEPS debido a sus operaciones: IEPS sobre la venta de combustibles automotrices, IEPS a beneficio de entidades federativas y municipios, y el IEPS a los Combustibles Fósiles. Hay que precisar que estos impuestos son transferibles, es decir que los paga el último consumidor en la cadena de distribución. Esto significa, que

<sup>18</sup> Artículo 40 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos

<sup>19</sup> Calculado con datos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y Fondo Mexicano del Petróleo (FMP).

<sup>20</sup> DOF.11/08/2014. Decreto por el que se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos y de la Ley de Coordinación Fiscal y se expide la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5355983&fecha=11/08/2014#gsc.tab=0](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355983&fecha=11/08/2014#gsc.tab=0)

<sup>21</sup> DOF 09/12/2019. Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5581294&fecha=09/12/2019#gsc.tab=0](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5581294&fecha=09/12/2019#gsc.tab=0)

<sup>22</sup> México Evalúa (2023). Presupuesto 2024: una grieta en el pacto fiscal. Recuperado de: <https://numerosdearario.mexicoevalua.org/2023/11/16/presupuesto-2024-una-grieta-en-el-pacto-fiscal/>





Pemex cobra IEPS por sus ventas y lo transfiere al fisco, por lo cual no asume realmente la carga tributaria.

2. **Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH).** Pemex Exploración y Producción, como asignatario (o beneficiario de una concesión para extraer hidrocarburos), tiene la obligación de hacer pagos mensuales de este derecho. Las empresas deben pagar una tarifa (que se actualiza cada año) por cada hectárea explorada en la búsqueda de crudo.
3. **Impuesto por la actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (DEXT).** Las asignaciones otorgadas por el Gobierno Federal causan un impuesto sobre las actividades de exploración y extracción que se lleven a cabo en el área correspondiente. El impuesto mensual que se paga durante la fase de exploración y hasta que la fase de extracción inicia es de \$2,177.64 pesos por cada kilómetro cuadrado. Durante la fase de extracción, el impuesto mensual que se paga desde que inicia la fase de extracción y hasta que la asignación termina es de \$8,710.69 pesos por kilómetro cuadrado.
4. **Régimen fiscal aplicable a contratos.** Los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos que celebre Pemex, pagan diferentes tipos de impuestos como son: regalías, Pago del Valor Contractual, Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, Bono a la firma y el Porcentaje a la Utilidad Operativa.

Al comparar el sistema fiscal de México y Noruega, se puede observar que el mexicano ha sido históricamente más severo, puesto que ha cobrado impuestos a Pemex antes de que éste reporte utilidades. Pese a ello, los ingresos petroleros de Noruega han sido mayores, no sólo por la mayor productividad de Equinor, sino por su diseño institucional conformado por varias empresas que compiten entre sí y la participación indirecta del Estado a través de concesiones y licencias. Varios de estos componentes serían deseables de aplicar en México.

Por último, hay que comentar que el diseño de los ingresos petroleros en México también prevén un mecanismo de ahorro, pero debido a sus reglas es inoperante. El mecanismo es la Reserva de Largo Plazo del Fondo Mexicano del Petróleo, la cual se nutre sólo de ingresos excedentes (una vez que se cubren los ingresos presupuestados de un año), y cuando se supera una aportación de los ingresos petroleros del Gobierno federal superiores al 4.7% del PIB<sup>23</sup>. Desde 2013 —antes de que se creara el Fondo— no se ha dado esta condición, por lo cual la reserva prácticamente no ha crecido desde su inicio.

**A diferencia del Fondo Global de Pensiones del Gobierno de Noruega, el saldo del Fondo Mexicano del Petróleo (FMP) no ha logrado superar ni el 1.0% del PIB** y, al contrario, ha ido disminuyendo su porcentaje respecto a la economía mexicana, cerrando el 2023 en 0.06% del PIB. Recordemos que el Fondo de Pensiones de Noruega representa alrededor de 300% de su PIB.

En Noruega, los impuestos se basan en las ganancias, alcanzando hasta un 78%. En cambio, en México, el principal impuesto, el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), se calcula sobre las ventas, no sobre las ganancias, con una tasa fija del 30%.

### Comparativa tributaria del sector Petrolero en México y Noruega

Aspecto	México	Noruega
Impuesto sobre la Renta	30% sobre la utilidad gravable	22% sobre la utilidad gravable
Impuesto Específico del Sector	Derecho por la Utilidad Compartida (30%)	Impuesto especial del petróleo (56%)
Otros Derechos/Impuestos	Derecho de Extracción de Hidrocarburos, Participación en Utilidades	Regalías y otras tarifas específicas del sector
Contratos de Producción	Producción Compartida (PSCs), contratos de servicios	Licencias de producción y explotación, acuerdos de impuestos
Costo Recuperable	Limitado al 60% del valor de producción mensual	Totalmente deducible, incluyendo inversiones de capital
Mecanismos de ahorro	Existen, pero no funcionan en la práctica	Más del 40% de los ingresos se va al Fondo de Pensiones

Elaborado por México Evalúa con datos de: Global oil and gas tax guide, EY (2019).

<https://infogram.com/copy-equinor-vs-pemex-reforma-hac-1h984wvjrm1ez2p?live>

<sup>23</sup> Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Artículo 16. Recuperado de: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFMPED.pdf>



## COMPARATIVA PEMEX VS EQUINOR

### ¿Por qué Equinor?

Como se presentó más arriba, la industria petrolera de México y Noruega, comparte características similares en torno a los niveles de reservas probadas y producción de hidrocarburos. Esto también influye en que sus petroleras estatales compartan niveles de ingresos por ventas muy semejantes. Al cierre de 2023, Pemex registró ventas por 101,639 millones de dólares (mdd), mientras que Equinor por 107,174 millones de dólares (mdd). Cabe destacar, además, que la mayor parte de la producción de Equinor se encuentra en Noruega, al igual que la de Pemex en México. Al cierre de 2023, el 70.5% de la producción total de Equinor de petróleo, condensado, gas natural y líquidos, fue en su país de origen.

Esto motiva la comparativa de Pemex vs Equinor, en busca de un modelo de negocio que permita aprovechar de manera más eficiente los recursos petroleros. Si bien hay otras petroleras con ventas similares a la de Pemex como ENI y Petrobras, sus modelos de negocio son muy distintos. En el caso de la petrolera ENI, de nacionalidad Italiana, su modelo de negocio se basa en la exploración y producción de petróleo y gas natural en otros países del mundo. Es decir, no se enfoca en el uso de los recursos nacionales propios, como es el caso de Pemex y Equinor, lo cual hace que la

comparativa sea poco fructífera para la gobernanza y mejor aprovechamiento de los recursos nacionales.

De igual manera, Petrobras, petrolera estatal Brasileña, cuenta con ventas similares a las de Pemex y se encuentra integrada verticalmente en el sector energético, abarcando actividades que van desde la exploración, hasta la producción, distribución y desarrollo de energías renovables. Sin embargo, Brasil cuenta casi con el doble de reservas y producción de hidrocarburos respecto a México. Esto hace poco atractivo su modelo de negocios como ruta para aprovechar los recursos petroleros.

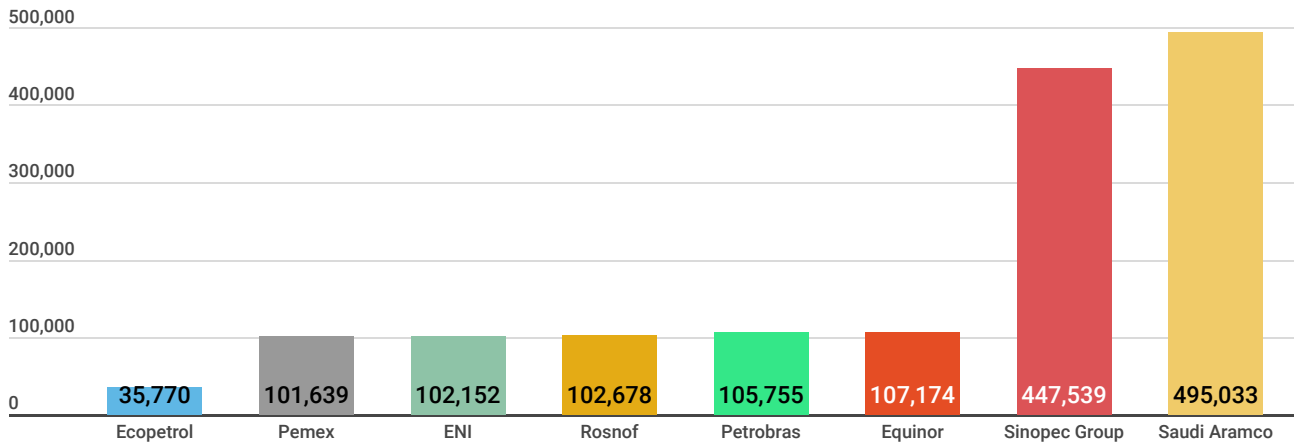
### Modelo de negocios

Los modelos de negocios de Equinor y Pemex difieren de forma considerable. Mientras que Pemex apuesta fuertemente por la refinación de hidrocarburos (con pérdidas), Equinor obtiene la mayor parte de sus ingresos de la venta de petróleo crudo.

De 2018 a 2023, 48.8% de las ventas de Equinor ha venido de la comercialización de petróleo crudo, y es su principal fuente de ingresos<sup>24</sup>. En segundo lugar, se encuentran las ventas de gas natural, que han promediado 25.2% y en tercer lugar, en 12.9%, los productos refinados. Como mencionamos anteriormente, Noruega sobresale por tener una baja capacidad de refinación y exportar la mayor parte del petróleo que extrae.

Los ingresos por ventas de Pemex son similares a petroleras como ENI (Italia), Petrobras (Brasil), Rosnof (Rusia) y Equinor (Noruega).

Ingresos por ventas de principales petroleras para el año 2023, a dólares corrientes norteamericanos.



Elaborado por México Evalúa con datos de: Integrated 2023 Annual Report, Equinor (2024); Resultados Anuales 2023, Pemex (2024); CHINA PETROCHEMICAL CORPORATION ANNUAL REPORT 2023, Sinopec Group (2024); Consolidated Financial Statements for the year ended December 31 2023, Saudi Aramco (2024); fourth quarter and full year 2023 results, ENI (2024); Summary Consolidated Financial Statements Rosneft Oil Company for the year ended December 31, 2023; Yahoo Finance (2024).

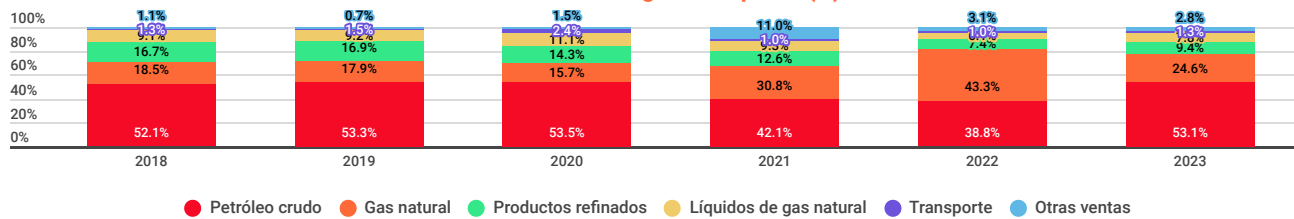
<https://infogram.com/comparacion-ingresos-petroleras-1h0n25okllvel4p?live>

<sup>24</sup> Equinor (2024) Anual Reports Archive. Recuperado de: <https://www.equinor.com/investors/annual-reports-archive>

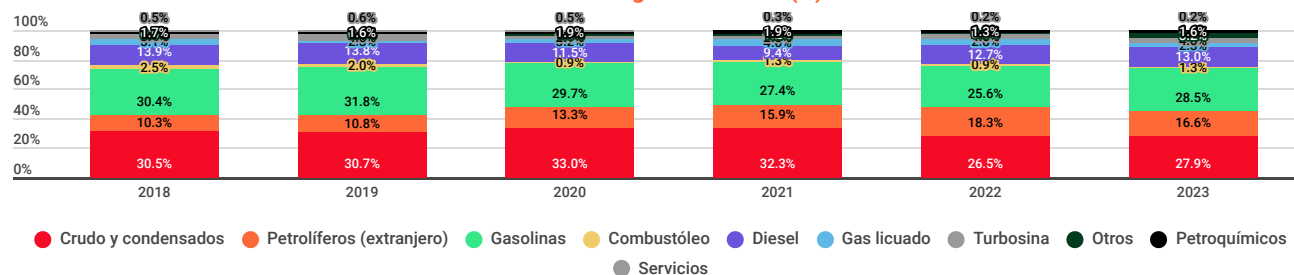


De 2018 a 2023, el 48% de los ingresos de Equinor han provenído de la venta de petróleo crudo y en Pemex el 30.2%. A pesar de que la empresa mexicana apuesta más a la refinación que Equinor, es menos rentable

Estructura de ingresos Equinor (%)



Estructura de ingresos Pemex (%)



Elaborado por México Evalúa con datos Pemex y de Equinor

<https://infogram.com/modelo-equinor-vs-pemex-1h1749wk90mxq2z?live>

En el caso de Pemex, de 2018 a 2023, las ventas de petróleo al extranjero han significado en promedio sólo el 30.2% del total<sup>25</sup>. La venta de productos refinados como gasolina, combustóleo, diésel o turbosina, han representado la mayor parte de su productos comercializados. La venta de estos productos a nivel nacional ha significado el 50.3% de sus ventas, mientras que a nivel internacional ha promediado el 14.2%.

Aunque los productos refinados representan la mayor parte de las ventas de Pemex, la empresa no obtiene ganancias netas de estas operaciones. En los últimos años, Pemex Transformación Industrial —la filial encargada de las actividades de refinación— ha tenido gastos superiores a sus ingresos. Es decir, ha perdido por producir productos refinados. En pocas palabras, la principal actividad de Pemex, genera pérdidas. Es, de momento, una apuesta fallida.

En general, las empresas en Noruega no se enfocan en la refinación de crudo. En 2022 México tenía una capacidad de refinación de 1,558 miles de barriles diarios (mbd), mientras que el país nórdico una capacidad de sólo 226 mbd<sup>26</sup>. De hecho, Noruega apuesta en mayor

medida a las exportaciones de petróleo crudo: en 2023 vendió al extranjero 1,704 mbd mientras que México sólo 1,085 mbd<sup>27</sup>.

Como veremos a continuación, Equinor es una empresa mucho más rentable que Pemex, debido a que se dedica primordialmente a la extracción y venta de hidrocarburos. Es decir, demuestra que una Empresa Petrolera Estatal puede aportar de forma considerable al desarrollo nacional, a pesar de no dedicarse a la refinación.

## Ingresos, costos, rentabilidad y productividad de Pemex vs Equinor

Las diferencias en el manejo financiero de Pemex y Equinor ofrecen un panorama sobre la operatividad, eficiencia y rentabilidad de ambas empresas. Comparar ingresos, costos, utilidades y productividad pone en relieve las áreas de oportunidad que presenta el manejo financiero-operativo de Pemex.

**Pemex tiene la capacidad de generar ingresos para ser una empresa petrolera al nivel de Equinor, sin embargo**

<sup>25</sup> Pemex (2024) Reporte de Resultados Dictaminados. Recuperado de: <https://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx>

<sup>26</sup> BP (2023) Statistical Review of World Energy 2022. Recuperado de: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

<sup>27</sup> OPEC (2024). Data Bank. Recuperado de: [https://asb.opec.org/data/ASB\\_Data.php](https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php)



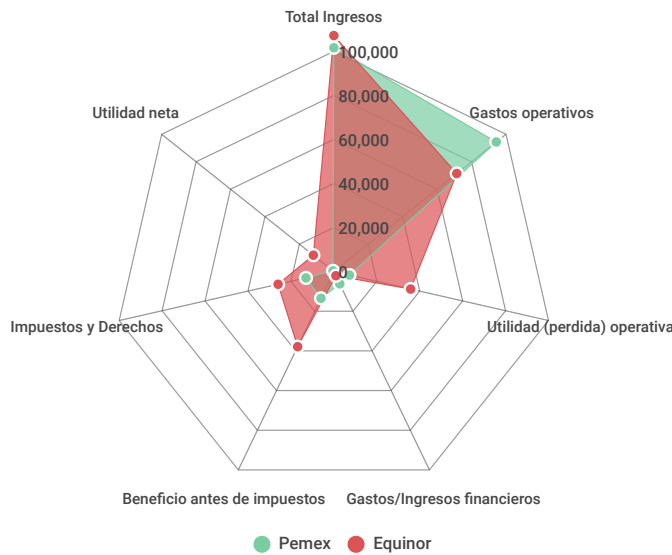
los altos costos en los que incurre reducen su rentabilidad tanto como Empresa Productiva del Estado y como contribuyente del gobierno.

Como se mostró anteriormente, México y Noruega son muy similares en términos de producción y reservas petroleras, lo cual se ve reflejado en los ingresos que obtienen Pemex y Equinor por la venta de petróleo y sus derivados. **Los ingresos de Pemex en 2023 fueron tan solo 5% (5,535 mdd) menores a los ingresos de Equinor.** Al cierre de 2023, Pemex obtuvo ingresos por 101,639 millones de dólares (mdd), mientras que la petrolera noruega obtuvo ingresos por 107,174 mdd.

**Si bien sus ingresos son muy similares, los costos en los que incurre Pemex para la producción y venta del petróleo y sus derivados son 32.0% (22,969 mdd) mayores a los costos operativos de Equinor.** Para dar una idea de qué tanta presión representan los costos operativos de Pemex sobre sus finanzas, al cierre de 2023 el 93% de sus ingresos totales se fueron en pagar los costos operativos, lo que deja un 7.0% de los ingresos obtenidos para hacer frente a sus demás obligaciones como el pago de impuestos y el costo de la deuda. En comparación, los gastos operativos de Equinor representaron el 67% de sus ingresos totales, lo cual deja el 33% de los ingresos para hacer frente a sus demás obligaciones.

Pemex y Equinor generan ingresos similares; no obstante, los gastos operativos de Pemex son 32% más altos. Esta diferencia resulta en que la utilidad operativa de Pemex sea 80% inferior a la de Equinor, a pesar de que sus ingresos son solo un 5% menores

**Resultados financieros Pemex y Equinor, año 2023 millones de dólares (mdd)**



**Resumen del estado de resultados consolidado Pemex y Equinor, año 2023 Mdd**

	Pemex	Equinor
Total ingresos	101,639	107,174
- Gastos operativos netos*	94,373	71,404
Utilidad (perdida) operativa	7,266	35,770
+ Ingresos Financieros	1,076	2,449
- Intereses pagados y gastos financieros	8,993	1,660
+ Ganancia cambiaria	14,069	-
+ Otros ingresos y gastos financieros	65.0	1,325
Beneficio (perdida) antes de impuestos	13,483	37,884
- Impuestos y Derechos	13,001	25,980
Utilidad/(pérdida) neta	482	11,904

Elaborado por México Evalúa con datos de: Integrated 2023 Annual Report, Equinor (2024), Resultados Anuales 2023, Pemex (2024). \*En el caso de Pemex Incluye la suma de gastos y costos operativos, menos otros ingresos de operación.



Esta gran diferencia entre la presión que representan los costos operativos sobre los ingresos, se refleja en la **utilidad operativa**, que es un indicador de rentabilidad de las operaciones principales de la empresa. **Dados los altos costos en los que incurre Pemex, la capacidad de la petrolera para generar ganancias provenientes de su operatividad es 80% inferior a la de Equinor**<sup>28</sup>. Al cierre de 2023, la utilidad operativa de Pemex fue por 7,266 mdd: 80% (28,505 mdd) inferior a los 35,770 mdd de utilidad operativa que reportó la petrolera noruega para el mismo año.

Que los gastos brutos de operación de la petrolera mexicana sean 32% (22,847 mdd) mayores a los costos brutos de producción de la petrolera noruega, se explica porque Pemex debe cubrir la depreciación y amortización de activos, el deterioro de ductos, gastos administrativos, y otros

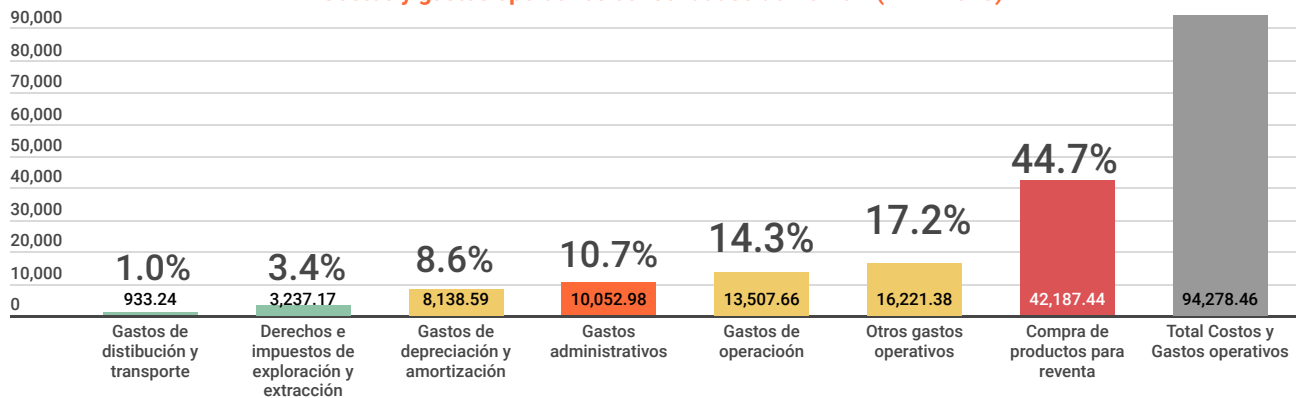
gastos de operación. **Tan sólo los gastos administrativos son 725% (8,835 mdd) mayores a los gastos de venta, generales y administrativos de Equinor.**

Asimismo, Pemex sufre pérdidas considerables por la sustracción de hidrocarburos (huachicol). En 2023, la petrolera reportó pérdidas por 20.1 mil millones de pesos, lo cual equivale al 8.8% de sus gastos de operación. Aunque frente a 2018 estas pérdidas se redujeron en 60%, el monto sigue siendo considerable.

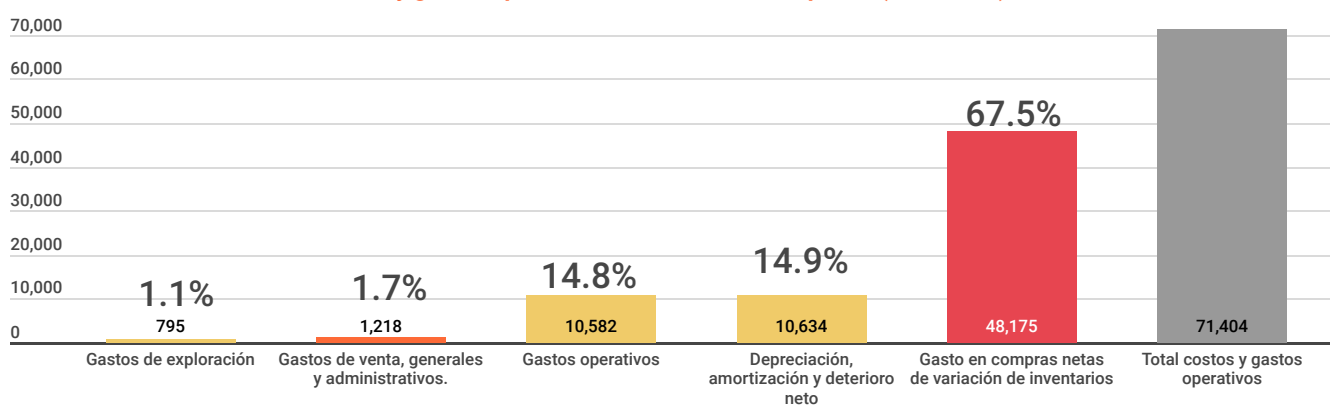
Una característica de ambas empresas y que es reflejo de la industria, es que alrededor de la mitad de los costos de producción se incurren en la compra de mercancía que las petroleras producen de manera insuficiente, como son gasolinas, naftas, petrolíferos entre otros.

Los costos en los que incurre Pemex para la producción y venta del petróleo y sus derivados son 32% (22,847 mdd) mayores a los costos operativos de Equinor, lo cual se debe a mayores gastos de operación, administrativos, depreciación, amortización y deterioro de ductos.

Costos y gastos operativos consolidados de Pemex (MDD 2023)



Costos y gastos operativos consolidados de Equinor (MDD 2023)



Elaborado por México Evalúa con datos de: Integrated 2023 Annual Report, Equinor (2024), Resultados Anuales 2023, Pemex (2024).

<https://infogram.com/costos-pemex-vs-equinor-reforma-hac-1h7v4pd3ypkl84k?live>

<sup>28</sup> La utilidad operativa de Pemex no considera las aportaciones patrimoniales del gobierno federal, ya que no se contabilizan como ingresos adicionales para la petrolera, a menos que así se estipule.



Los costos de Pemex se concentran en las compras para reventa, la depreciación y amortización de activos, los servicios personales y el costo de beneficios a los empleados.

**Costos y gastos operativos consolidados de Pemex (2023 mmdp)**



Elaborado por México Evalúa con datos de: Resultados Anuales 2023, Pemex (2024)

<https://infogram.com/costos-pemex-1h7v4pd38mq184k?live>

Sin embargo, en el caso particular de Pemex, la mitad restante se encuentra concentrada en dos rubros: el pago de la depreciación y amortización de las plantas, ductos y equipo de Pemex, y el pago de nómina y beneficios a los empleados.

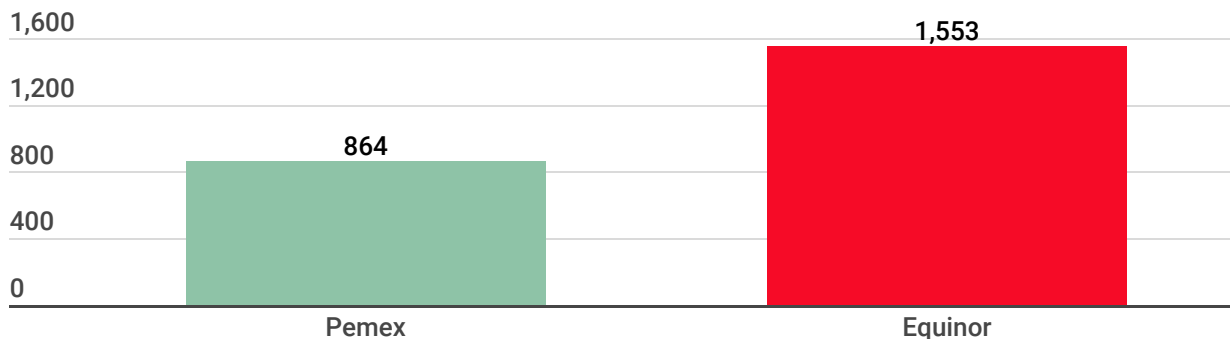
Sí no consideramos los costos en mercancía para reventa, el principal rubro que presiona los costos de Pemex es el pago de servicios personales y beneficios a los empleados. Ambos rubros representan el 16.8% de los costos operativos. **Se paga casi el doble (1.8 veces más) en nómina**

**y beneficios a los empleados que en la depreciación y amortización de la infraestructura operativa de la empresa.** Es decir, se tiene una mayor prioridad en el pago presente de los trabajadores de Pemex que en invertir para que la petrolera aumente su productividad y se vuelva rentable para todos los mexicanos.

Cabe señalar que Pemex tiene el doble de plazas que Equinor. Según el PEF 2024<sup>29</sup>, Pemex cuenta con 117,670 trabajadores. 111,414 corresponden a plazas definitivas, 5,932 a temporales, además de 324 plazas directivas. Por su parte,

La productividad por trabajador de Pemex es significativamente menor en comparación con Equinor. Cada trabajador genera, en Pemex, 864 mil dólares en ingresos, mientras que en Equinor genera 1,553 mil dólares. Esto significa que la productividad por trabajador de Pemex es un 44.4% menor que la de Equinor

**Productividad de Pemex vs Equinor (miles de dólares por trabajador, 2023)**



Elaborado por México Evalúa con datos de: Presupuesto de Egresos de la Federación (2024). Análítico de Plazas; Equinor (2024) Workforce: Integrated 2023 Annual Report, Equinor (2024); Resultados Anuales 2023, Pemex (2024). \*En el caso de Pemex Incluye la suma de gastos y costos operativos, menos otros ingresos de operación.

[https://infogram.com/produ\\_pemex-1hxj48m3er9e52v?live](https://infogram.com/produ_pemex-1hxj48m3er9e52v?live)



Equinor<sup>30</sup> cuenta con 69,006 plazas (casi la mitad que Pemex): 23,449 son empleados permanentes (una quinta parte que Pemex) y hay 45,557 plazas temporales (7.6 veces más que Pemex).

La estructura de costos de Pemex, altamente cargada hacia la base laboral, no se ve reflejada en una mayor productividad por parte de sus trabajadores. **De hecho, con los datos de 2023, su productividad por trabajador es 44.4% menor a la productividad de la petrolera noruega.**

En 2023, Pemex generó 864 mil dólares en ingresos por ventas por trabajador, mientras que la petrolera noruega generó 1,553 mil dólares en ingresos por ventas por trabajador. Hay que volver a mencionar que la diferencia no se debe al nivel de ventas de las empresas, dado que son muy similares. Sin embargo, los mayores ingresos por trabajador muestran que la productividad de Equinor es muy superior a la de Pemex.

## Pago de impuestos Pemex vs Equinor

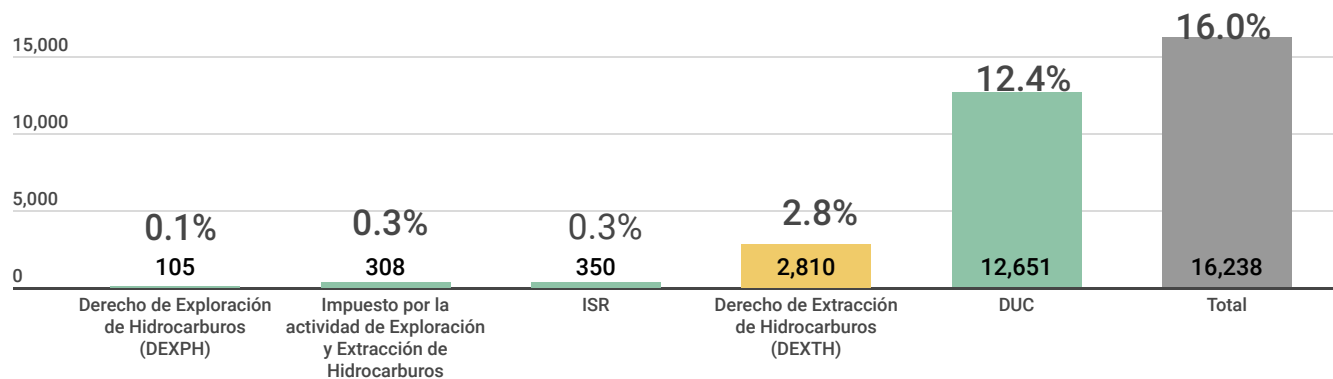
Como señalamos previamente, la carga fiscal sobre Pemex se ha reducido en los últimos años, lo que aunado a su menor productividad, provoca que su pago de impuestos sea menor a Equinor.

Al cierre de 2023, la petrolera noruega pagó 27,085 mdd en impuestos, regalías y tarifas al gobierno de su país, lo que representó 25.3% del total de sus ingresos por ventas. Mientras que Pemex aportó 16,238 mdd en derechos e impuestos, incluidos el DUC, DEXTH, DEXPH, ISR, así como otros impuestos por exploración y extracción de hidrocarburos. Estos gravámenes representaron el 16.0% del total de sus ingresos por ventas. En otras palabras: **Pemex paga menos impuestos que Equinor, a pesar de contar con ingresos y producción muy similares.**

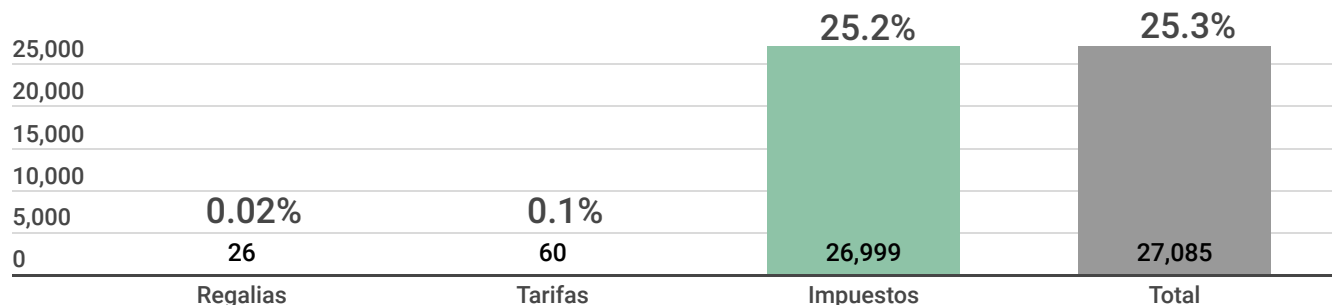
**Bajo el modelo de negocios actual, Pemex no puede ser rentable como empresa y al mismo tiempo representar**

A pesar de contar con ingresos muy similares, Pemex contribuye con menores impuestos al erario que Equinor. Al cierre de 2023, Pemex destinó solo el 16% de sus ingresos totales al pago de impuestos, mientras que Equinor destinó un 25.3%.

Pago de impuestos y derechos, Pemex (2023 mdd y % de los ingresos totales)



Pago de impuestos, regalías y tarifas en Noruega, Equinor (MDD 2023 y % de los ingresos totales)



Elaborado por México Evalúa con datos de: Integrated 2023 Annual Report, Equinor (2024), Resultados Anuales 2023, Pemex (2024).

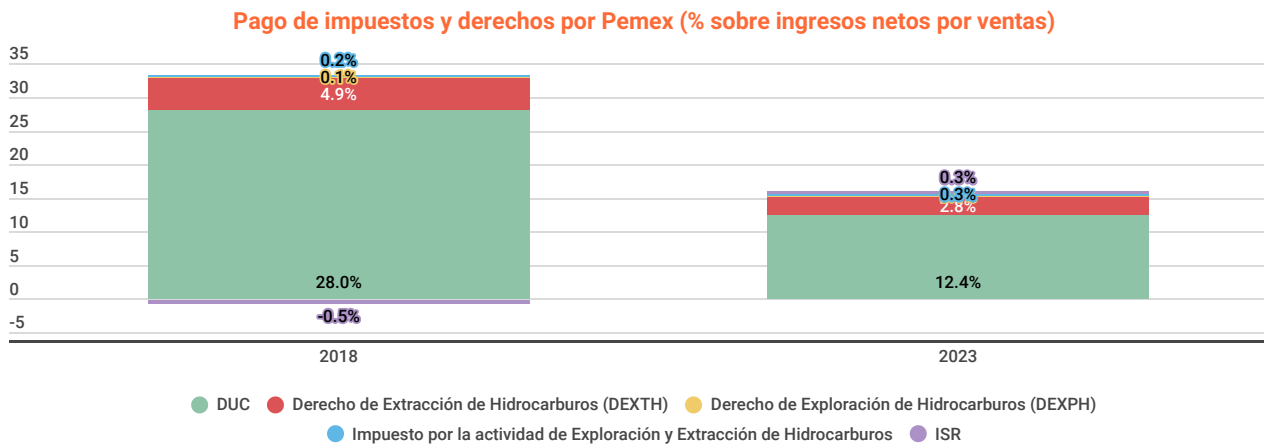
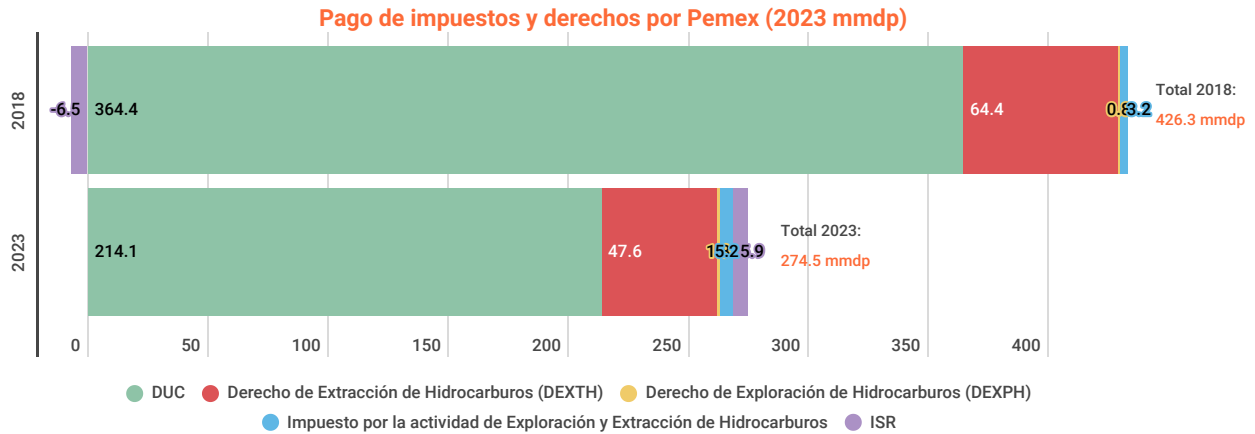
\*No considera impuestos indirectos como el IVA o el IEPS.

<https://infogram.com/carga-fiscal-pemex-vs-equinor-reforma-hac-1hnq41o5edxjp23?live>

<sup>30</sup> Equinor (2024) Workforce. Recuperado de: <https://sustainability.equinor.com/workforce-tables>



El pago de impuestos y derechos de Pemex ha caído 35.6% (151.8 mmdp) en términos reales, entre 2023 y 2018. Esto debido a la reducción de la tasa del DUC, y la postergación del pago de éste y otros impuestos: el DUC ha caído 41.3% (150.4 mmdp) en el mismo periodo de comparación.



Elaborado por México Evalúa con datos de: Resultados Anuales 2023, Pemex (2024); Resultados Anuales 2019, Pemex (2020); Resultados Anuales 2018, Pemex (2019). \*No se consideran impuestos indirectos.

<https://infogram.com/impuestos-pemex-2018-vs-2023-1h9j6q709w1z54g?live>

**una fuente importante de recursos para el gobierno.** Bajo las actuales condiciones financieras, la petrolera sólo ha presentado utilidades mediante la reducción, condonación y postergación de la carga fiscal, así como transferencias directas desde la Secretaría de Energía, lo cual se traduce en un ingreso petrolero neto inferior para el gobierno.

**Entre 2023 y 2018, el pago de impuestos y derechos por parte de Pemex cayó 35.6% (150.4 mmdp) en términos reales.** Esto es reflejo de la reducción de la tasa del DUC del 63.3% al 30% en el mismo periodo de comparación, que ha provocado una caída en términos reales del 41.3% (150.4 mmdp) en el pago del DUC por parte de Pemex. La reducción del DUC ha ayudado, sin embargo, a mejorar su situación financiera. Tan es así que si antes no pagaba el ISR por

las pérdidas que tenía, al cierre de 2023 se pagó 5.9 mmdp por este impuesto. No obstante, el monto es insuficiente para contrarrestar el derrumbe en el pago del DUC.

La caída en el pago del DUC por parte de la petrolera no solo responde a la reducción de la tasa, también a la condonación del pago del impuesto. Por ejemplo, **en 2023 se postergaron 73.5 mmdp del DUC debido a un decreto de beneficio fiscal, que postergó el pago del impuesto por los últimos 3 meses del año**<sup>31</sup>.

## Gobernanza y entes reguladores

Los entornos regulatorios de Pemex y Equinor reflejan diferencias importantes en sus contextos legales, guberna-

<sup>31</sup> Estados financieros consolidados. Por los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, Pemex (2024). Disponible en: [https://www.pemex.com/ri/finanzas/Resultados%20anuales/PetroleosMexicanos\\_etc2023.pdf](https://www.pemex.com/ri/finanzas/Resultados%20anuales/PetroleosMexicanos_etc2023.pdf)





mentales, medioambientales y económicos. Son evidentes, sobre todo, en los incentivos que ambos establecen en el entorno donde las empresas operan, y en su sistema de gobernanza interna.

Pemex opera en un entorno complejo y politizado. Su gobernanza está conectada con los ciclos electorales, y depende, tanto en su consejo de administración como en su dirección general, de los nombramientos que elija el presidente de la República. Equinor, en contraste, se beneficia de un marco regulatorio estable y predecible, que le permite actuar con base en decisiones técnicas relativas a la política energética, basada en prioridades de eficiencia del sistema energético, sostenibilidad y seguridad energética, que se reflejan en su modelo de negocios. Estas diferencias tienen un impacto significativo en las operaciones y el desempeño de ambas empresas.

## Contextos regulatorios

Históricamente, Pemex tenía el monopolio de la industria petrolera en México. A partir de las reformas energéticas de 2013, siendo presidente Enrique Peña Nieto, se abrió el sector a la competencia privada y extranjera. A pesar de estas reformas, el entorno regulatorio sigue siendo complejo, con múltiples capas de legislación y regulación que afectan sus operaciones. No obstante, para promover la eficiencia y competencia en los mercados, los principales entes que regulan y supervisan las actividades de Pemex y sus competidores, es decir, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) —ambos coordinados por la Secretaría de Energía (Sener)—, a partir de 2013 vivieron cambios internos para adquirir más claridad, independencia técnica y objetividad en sus funciones.

El motivo para fortalecer a los órganos reguladores estaba orientado a atraer nuevas inversiones e impulsar el cambio tecnológico en el sector para garantizar la seguridad energética. A través de la claridad regulatoria, se establecerían los incentivos para que los participantes en los mercados tuvieran certeza respecto del trato justo y equitativo, así como acceso a normatividad técnica de vanguardia para las inversiones, además de protección al consumidor —tra-

ducido como precios más competitivos, calidad y oportunidad de acceso a una mayor oferta en el mercado.

Con la entrada del sexenio de Andrés Manuel López Obrador, la política energética cambió radicalmente sus prioridades. Relegó la seguridad energética y la eficiencia, que en el sexenio anterior eran preponderantes, y puso en primer lugar la soberanía energética y el fortalecimiento de las Empresas Productivas del Estado. Estos dos puntos se entienden como la soberanía energética (autarquía) en combustibles y la autorización a las empresas estatales para ejercer sin contrapesos su dominio en los mercados. Este cambio de dirección, permitido por las facultades legales según la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), ocasionó alteraciones en los incentivos del andamiaje regulatorio establecido entre 2012 y 2018. Como resultado, entre 2019 y 2024, se generó tensión en el sector energético. Las leyes vigentes corresponden a la visión plasmada en la política energética diseñada entre 2013 y 2018, mientras que las políticas públicas y reglamentaciones dispuestas entre 2019 y 2024 responden a la visión opuesta. Por ejemplo la autarquía del régimen actual versus la seguridad energética (abierta al comercio exterior) del régimen anterior.

Esta situación ha provocado una hiper judicialización en el sector energético<sup>32</sup> y, por la falta de certeza jurídica, un deterioro del Estado de Derecho. Ante esto, la comunidad de negocios ha reaccionado con aversión al riesgo<sup>33</sup> lo que se traduce en una caída en la confianza para invertir. Ejemplos de esto son los problemas de pagos de Pemex que han generado deudas significativas con proveedores. Pemex debía 19,726 mdd<sup>34</sup> a proveedores hasta junio de 2024; un aumento de 45.6% con respecto al mismo periodo de 2023<sup>35</sup>. Esta situación ha afectado tanto a los proveedores de servicios como a los productores de hidrocarburos, generando preocupación sobre la estabilidad del sector, pues la administración actual no ha podido resolver el problema<sup>36 37</sup>.

Desde México Evalúa, hemos analizado a profundidad el movimiento pendular entre políticas energéticas, al que denominamos “la paradoja energética<sup>38</sup>”. En el caso de Pemex, este fenómeno también afecta su capacidad para crear un modelo de negocios estable y lo más libre posible de los ciclos políticos.

<sup>32</sup> México Evalúa (2023). Energy Policy as coercion: a chronic squelch of free markets. <https://www.mexicoevalua.org/energy-policy-as-coercion-a-chronic-squelch-of-free-markets/>

<sup>33</sup> Banxico (2024). Reporte sobre economías regionales ene-mar 2024. Pág 61. <https://www.banxico.org.mx/publicaciones-y-prensa/reportes-sobre-las-economias-regionales/%7BC-3FA7255-FE4B-B86E-D75C-0FBF133D96C0%7D.pdf>

<sup>34</sup> Pemex (2024). Reporte de resultados al segundo trimestre. <https://www.pemex.com/ri/finanzas/Reporte%20de%20Resultados%20no%20Dictaminados/Reporte%20T24.pdf>

<sup>35</sup> Pemex (2023). Reporte de resultados al 2o trimestre. <https://www.pemex.com/ri/finanzas/Reporte%20de%20Resultados%20no%20Dictaminados/Reporte%20T23.pdf>

<sup>36</sup> González Luis Miguel (2024) Deuda con proveedores: la otra pesadilla de Pemex. <https://www.eleconomista.com.mx/opinion/Deuda-con-proveedores-la-otra-pesadilla-de-Pemex-20240507-0170.html>

<sup>37</sup> IMCO (2024). México ante los déficits eléctricos. <https://imco.org.mx/mexico-ante-los-deficits-electricos/>

<sup>38</sup> México Evalúa (2022). La paradoja energética: motivos para abandonarla. <https://www.mexicoevalua.org/la-paradoja-energetica-motivos-para-abandonarla/>



Dos factores estructurales en su diseño de la gobernanza perpetúan este problema:

Primero, el presidente de la República tiene el poder de designar o remover al Director General y a la mitad del Consejo de Administración de la empresa. Esto impide separar el conflicto de interés que surge cuando la Sener desempeña simultáneamente los roles de: a) propietario estatal para el ejercicio de la rectoría del Estado, b) de regulador (como cabeza de la CRE y la CNH) y responsable de otorgar licencias y permisos para promover: competencia y eficiencia en los mercados regulados; diagnósticos sobre las dinámicas de precios en el sector; directrices y regulaciones específicas para adaptar cambios tecnológicos; y garantizar seguridad y bienestar a los consumidores; y c) de supervisor del desempeño y cumplimiento normativo de las empresas. Más adelante profundizaremos en estos aspectos de gobernanza.

Segundo, el plan de negocios de Pemex está conectado con la planeación de la política energética a cargo de la Sener, según lo mandata la LOAPF<sup>39</sup>. Su artículo 33 fracción V establece once criterios diversos a escoger discrecionalmente y sin un orden de prelación preestablecido para que la Sener diseñe la planeación de la política energética. Dichos criterios van desde la soberanía o seguridad energética hasta la productividad, eficiencia, fortaleza de las empresas estatales, competencia económica, reducción de impactos ambientales y/o sociales, y/o el impulso a la investigación y desarrollo.

La falta de un enfoque claro y la posibilidad de que el Poder Ejecutivo en turno elija discrecionalmente los criterios para diseñar la política energética plasmada en el Plan Nacional de Desarrollo, sin la obligación de dar congruencia o seguimiento a la política del mandatario anterior, incita a la confusión, a la contradicción entre políticas y a la selección de criterios basada en sesgos ideológicos o conveniencias políticas. En este escenario, prevalece un sistema de incentivos legales que propicia inestabilidad e incongruencia en el sistema energético, haciéndolo poco predecible, poco competitivo y poco confiable para nuevas inversiones.

El ecosistema regulatorio de Noruega en el sector energético se caracteriza por un marco normativo robusto y detallado que incentiva la inversión, promueve el cambio tecnológico, y garantiza la sostenibilidad y la seguridad energética

como principios fundamentales. La Autoridad Reguladora Noruega de Energía (NVE-RME) juega un papel central en este ecosistema, y regula áreas que promueven como ejes la seguridad energética a través de la observación de los ingresos de la red, el acceso al mercado, las tarifas, el comportamiento no discriminatorio y la información al cliente. La implementación de infraestructuras, como su centro nacional de datos (Elhub) y la infraestructura de medición inteligente (AMI) son ejemplos claros de cómo la regulación busca aumentar la eficiencia y la competencia en el mercado. Estas herramientas no sólo mejoran la transparencia y la precisión en la medición y facturación de energía, también facilitan el uso de servicios y herramientas de respuesta a la demanda, incentivando así la adopción de tecnologías avanzadas y sostenibles.

La legislación energética noruega está diseñada para garantizar la integridad del mercado y la seguridad energética al prohibir la manipulación del mercado y el uso de información privilegiada, e implementar normas estrictas de vigilancia del mercado. La capacidad de NVE-RME para hacer cumplir estas disposiciones, junto con la colaboración con organismos europeos como la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de Reguladores de Energía (ACER)<sup>40</sup> y el Consejo de Reguladores de Energía Europeos (CEER)<sup>41</sup>, asegura un alto nivel de armonización y cumplimiento de las normas de conducta del mercado. Las regulaciones obligan a los participantes a publicar información privilegiada de manera transparente, lo que refuerza la confianza en el sistema. Con estos mecanismos, Noruega no solo protege la integridad del sector y fomenta la competencia leal, también crea un entorno propicio para la inversión continua en tecnologías de energía limpia y sostenible, lo que fortalece su seguridad energética a largo plazo.

Equinor, originalmente estatal, opera como una empresa internacional de energía y establece alianzas público-privadas y contratos de asociación productiva. El régimen regulatorio en Noruega es conocido por su transparencia y eficacia. El Ministerio de Energía lidera la rectoría del Estado, mientras que la Dirección Noruega Offshore (antes llamada Dirección Noruega de Petróleo, NPD)<sup>42</sup> y la NVE-RME,<sup>43</sup> supervisan las actividades de Equinor e impulsan las nuevas inversiones off-shore. Por ejemplo, han dado continuidad a la construcción de un parque eólico que implica interconexión a las redes eléctricas de los países nórdicos y al Reino Unido a través de asociaciones públi-

<sup>39</sup> México Evalúa (2020). Mapa de vigilancia de las Empresas Productivas del Estado. <https://www.mexicoevalua.org/mapa-de-vigilancia-del-estado-sobre-sus-empresas-productivas/>

<sup>40</sup> European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. <https://acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-amends-electricity-capacity-calculation-regions-include-norway>

<sup>41</sup> Consejo de Reguladores de Energía Europeos (CEER). <https://www.ceer.eu/>

<sup>42</sup> Dirección Noruega Offshore. <https://www.sodir.no/en/regulations/acts/>

<sup>43</sup> Autoridad Reguladora Noruega de Energía. <https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/the-norwegian-energy-regulatory-authority/>



	Pemex	Equinor
<b>Rectoría del Estado</b>	Secretaría de Energía	Ministerio de Energía
<b>Órganos reguladores</b>	CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos) CRE (Comisión Reguladora de Energía) ASEA (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente)	Dirección Noruega Offshore Autoridad Reguladora de Energía Noruega
<b>Antigüedad de los reguladores</b>	CRE: 29 años CNH: 16 años ASEA: 11 años	30 años
<b>Presupuesto de los reguladores</b>	828 mdp = 46 mdd	695 mdKON = 63 mdd
<b>Supervisión y Auditorías</b>	Auditorías limitadas y menos transparentes	Auditorías anuales obligatorias y públicas
<b>Política Energética</b>	Enfoque en soberanía energética y fortalecimiento de Pemex	Enfoque en diversificación y sostenibilidad a largo plazo
<b>Adaptabilidad al Contexto</b>	Baja, con rigidez y dependencia de decisiones políticas	Alta, con capacidad de ajuste a cambios del mercado
<b>Incentivos regulatorios para la participación privada en los mercados</b>	Bajos, con control estatal predominante y limitaciones a la inversión privada	Altos, facilitando alianzas estratégicas
<b>Impacto de Políticas Energéticas</b>	Políticas variables y dependientes de la orientación que de la administración en turno	Estabilidad y previsibilidad en políticas a largo plazo
<b>Tres prioridades en la política energética</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Soberanía energética.</li> <li>2. Propiedad estatal de los recursos naturales.</li> <li>3. Fortaleza de las empresas productivas del Estado.</li> <li>4. Regulación robusta integrada a la Administración Pública Federal.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Eficiencia y seguridad energética</li> <li>2. Sostenibilidad y diversificación energética.</li> <li>3. Regulación robusta y eficaz e independiente</li> </ol>

co-privadas<sup>44</sup>. Este marco regulatorio está diseñado para promover la seguridad, la eficiencia, la sostenibilidad, y la diversificación de la matriz energética para impulsar los negocios de Equinor hacia nuevas inversiones en el sector eléctrico por medio de energías renovables. De hecho, el cambio de nombre de la NPD refleja la modificación del mandato del regulador para asumir responsabilidades adicionales relacionadas con proyectos como la captura y almacenamiento de carbono (CCS), el aprovechamiento de la energía eólica marina y la minería del lecho marino, que actualmente son tecnologías emergentes que están

enfocadas en ser medios para alcanzar objetivos de sostenibilidad y transición energética para el combate contra el cambio climático.

### Supervisión Gubernamental

En 2013, el Congreso aprobó una reforma constitucional que otorgó a Pemex un régimen especial, al convertirla en empresa productiva del Estado. Esta reforma permitió a Pemex modificar su estructura orgánica y su modelo de negocios, de acuerdo a las **mejores prácticas de gobierno**

<sup>44</sup> En este enlace es posible apreciar la inversión más importante de Equinor y del Estado noruego actualmente <https://www.youtube.com/watch?v=C5QFSDqa0Yo>



**corporativo** para empresas estatales de los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

Además, las filiales de Pemex se rigen legalmente por las reglas del derecho privado mercantil, lo que les permite operar con más flexibilidad. Sin embargo, esta estructura también ha conducido a una mayor opacidad y una casi nula rendición de cuentas. Derivado de tal reforma, Pemex puede celebrar asociaciones productivas con el sector privado. Para ello, el ecosistema regulatorio fue diseñado para normar y supervisar las actividades de todos los jugadores, incluido Pemex, en vista de promover una mayor inversión, una mayor competencia y eficiencia en los mercados.

Sin embargo, desde 2019, el Gobierno federal ha impulsado su visión y política energética a través de actos administrativos y a veces modificaciones legales que inhiben la competencia económica para Pemex, de forma que mantenga una posición preponderante en los mercados.

La complacencia del regulador con Pemex —influida por la política energética del Ejecutivo Federal—, finalmente afecta, para el sector privado, el derecho de emprender y participar en la economía; y a la ciudadanía, al impedirle un mayor acceso a productos a precios más competitivos y el derecho a vivir en un medio ambiente limpio.

Para muestra un botón: la CRE ha pospuesto, desde hace 14 años, la implementación de la regulación NOM-016-2016 que obliga a Pemex a producir combustibles ultra bajos en azufre, como lo documentamos desde México Evalúa<sup>45</sup>. Este hecho posterga la transición hacia productos más limpios y perjudica al medio ambiente y a la salud pública. Incluso afecta a la industria automotriz de transporte de carga al impedirle ofrecer motores más modernos, perjudica al transporte marítimo y aéreo al ofrecer productos de baja calidad, y finalmente daña al propio Pemex, al solapar su retraso tecnológico en lugar de impulsarlo a desarrollar productos menos contaminantes. La ausencia de diésel UBA incrementa las emisiones de contaminantes como dióxido de azufre y partículas finas, lo que deteriora la calidad del aire y puede llevar a sanciones por incumplimiento normativo. Los motores diésel modernos, diseñados para combustibles de bajo contenido de azufre, pueden sufrir daños y perder eficiencia, resultando en mayores costos de mantenimiento. Las empresas con flotas adaptadas al

diésel UBA enfrentan también problemas al tener interrupciones operativas que finalmente se traducen en pérdidas para los negocios del sector transporte.

Otro ejemplo de cómo las regulaciones vigentes han incentivado perversamente la falta de competencia económica en el sector, es la regulación asimétrica. Esto es, establecer normas para controlar las conductas del competidor preponderante, para nivelar la cancha de juego y permitir la entrada de competidores más pequeños al mercado, además de promover la transparencia en el sector para el mayor bien de los consumidores. En 2019, la Comisión Federal de Competencia Económica (Cofece) destacó el papel clave de la CRE para combatir las limitantes a la competencia, y sugirió mantener tal regulación asimétrica de 2013 para controlar el poder de mercado de Pemex. Sin embargo, la CRE, siguiendo la política energética actual, implementó cambios que desactivan estos controles, debilitando la transparencia y vigilancia de las actividades de Pemex. En 2021, la Sener promovió, con el apoyo de la mayoría absoluta del partido oficialista y coaligados en el Congreso de la Unión<sup>46</sup>, desactivar la regulación asimétrica a Pemex, de manera que no pudiera nivelarse el piso en el que compite contra el sector privado en los mercados de combustibles<sup>47</sup>. Esta falta de rigor permitió a Pemex mantener una posición dominante en el mercado. Aún cuando a través de diversos litigios, la Suprema Corte ordenó<sup>48</sup> anular tales actos administrativos de la Sener, por ser contrarios y violatorios del principio de competencia económica, tanto Sener como la CRE han sido a la fecha omisos en el cumplimiento de la ejecutoria.

En años posteriores, el Pleno de la CRE aprobó acuerdos que eliminaron regulaciones cruciales, como la supervisión de precios al mayoreo de Pemex y el cumplimiento de normas ambientales que limitan el contenido de azufre en el diésel. Estas decisiones, que dismantelan el esquema de regulación asimétrica, generan preocupación por sus efectos negativos en los precios finales de combustibles, la seguridad energética, y la salud pública, lo que subraya la necesidad de un debate sobre las implicaciones de inhibir la competencia económica.

Equinor, aunque también tiene participación estatal, opera con un mayor grado de autonomía. El gobierno noruego posee una participación mayoritaria, pero permite a la empresa operar de manera independiente y profesional. **La supervisión gubernamental se centra en asegurar que Equinor**

<sup>45</sup> México Evalúa (2023). Oportunidades de valor compartido para el modelo de refinación de Pemex. <https://www.mexicoevalua.org/oportunidades-de-valor-compartido-para-el-modelo-de-refinacion-de-pemex/>

<sup>46</sup> El Economista (2021) Pleno de Diputados avala eliminar regulación asimétrica a Pemex <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Pleno-de-Diputados-avala-eliminar-regulacion-asimetrica-a-Pemex-20210422-0003.html>

<sup>47</sup> El Financiero (2021) Publican reforma que elimina límite al poder dominante de Pemex. <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/2021/05/19/publican-reforma-que-elimina-limite-al-poder-dominante-de-pemex-en-mercado-de-hidrocarburos/>

<sup>48</sup> Latinus (2023). Suprema Corte ordena restablecer las medidas que impiden el monopolio de Pemex en materia de hidrocarburos. <https://latinus.us/portada/2023/6/14/suprema-corte-ordena-restablecer-las-medidas-que-impiden-el-monopolio-de-pemex-en-materia-de-hidrocarburos-90084.html>



**cumpla con las normativas medioambientales y de seguridad, maximice el valor de los recursos petroleros y gasíferos para la sociedad noruega, y dirija la inversión pública a proyectos que diversifiquen la matriz energética del país. Esto último permite a Equinor ampliar sus líneas de negocio, por ejemplo, hacia la energía eólica.** Las autoridades regulatorias de Noruega encargadas de supervisar el cumplimiento normativo de Equinor son principalmente la Autoridad Noruega de Petróleo (Norwegian Petroleum Directorate, NPD) y el Ministerio de Petróleo y Energía (Ministry of Petroleum and Energy, MPE).

Equinor compite con otras empresas en Noruega, tanto privadas como públicas. Aunque Equinor es la mayor compañía de energía en el país y tiene una participación significativa en la producción de petróleo y gas, el sector energético noruego es competitivo y abierto a otras empresas. Algunas de las competidoras de Equinor incluyen:

1. **Aker BP:** Una empresa privada noruega de exploración y producción de petróleo, que es una de las mayores competidoras de Equinor en el sector.
2. **Lundin Energy:** Otra empresa privada que opera en el sector de petróleo y gas, con importantes activos en la plataforma continental noruega.
3. **Wintershall Dea:** Una empresa alemana con operaciones en Noruega, que también compite en la exploración y producción de hidrocarburos.
4. **ConocoPhillips:** Una empresa estadounidense que tiene una presencia significativa en la producción de petróleo y gas en Noruega.

Estas empresas compiten con Equinor en la exploración y producción de hidrocarburos, y todas están sujetas a la regulación del sector energético noruego. La competencia en el sector fomenta la eficiencia y la innovación, asegurando que Noruega mantenga altos estándares en la producción y gestión de sus recursos naturales. Noruega tiene una autoridad de competencia económica llamada la Autoridad Noruega de Competencia (Konkurransetilsynet). Esta entidad es responsable de supervisar y promover la competencia justa y efectiva en todos los mercados, incluido el sector energético.

### Contexto Económico y Político

El contexto económico y político en el que operan Pemex y Equinor también influye en sus entornos regulatorios. En México, la economía y la política están estrechamente entrelazadas con la industria petrolera, y las decisiones políticas pueden tener un impacto directo en las operaciones de Pemex. Los planes de negocio de Pemex dependen de

la política energética en turno. La reciente administración del presidente López Obrador ha enfatizado la soberanía energética y el fortalecimiento de Pemex, lo que ha llevado a cambios regulatorios y a una mayor intervención estatal. Esto incluye esfuerzos por consolidar a Pemex como el principal motor de la industria energética del país, a menudo priorizando objetivos nacionales sobre consideraciones de eficiencia y rentabilidad a corto plazo.

En Noruega, el contexto económico y político es más estable y predecible. La industria energética es un pilar de la economía, pero se gestiona con una visión a largo plazo y un enfoque en la sostenibilidad. Las políticas energéticas están diseñadas para equilibrar la explotación de los recursos con la protección del medio ambiente y la mitigación del cambio climático. Equinor opera en un entorno regulatorio transparente y estable, donde la planificación estratégica a largo plazo es apoyada por un marco legal que fomenta la innovación y la responsabilidad corporativa.

### Prospectiva

Actualmente, en México se vive incertidumbre regulatoria y jurídica en razón de que el presidente López Obrador impulsa una serie de reformas constitucionales y legales que extinguirán los órganos reguladores, cancelarán el régimen especial de empresas productivas del Estado para regresarlas a formar parte de la Administración Pública Federal como órganos descentralizados, y prohibirán el fracking como método de extracción de crudo. Además, con la reforma al sistema judicial en México, los jueces serán elegidos popular o, incluso, aleatoriamente. Estas medidas podrían tener profundas implicaciones para Pemex. La empresa podría operar con menos supervisión y transparencia, mayor intervención política y menor competencia, lo que comprometería su eficiencia y sostenibilidad a largo plazo. Además, a partir de la reforma judicial se podría afectar la seguridad jurídica y la rendición de cuentas, aumentando aún más la incertidumbre y reduciendo la confianza en el mercado energético mexicano. La capacidad de Pemex para adaptarse a estos cambios y mantener un enfoque en buenas prácticas de gobernanza será crucial para su éxito futuro.

En contraste, Equinor en Noruega se beneficia de un entorno regulatorio estable, transparente y predecible, que promueve la sostenibilidad, la competencia y la eficiencia operativa. Los órganos reguladores tienen un impacto significativo en el futuro de Equinor al establecer el marco en el que la empresa opera y operará en el futuro. Las normativas medioambientales, los incentivos para energías renovables, la estabilidad y previsibilidad regulatoria, la seguridad operativa, la competencia justa y las políticas internacionales son todos factores que determinan cómo Equinor puede crecer y prosperar en un mercado energético



co en constante evolución y convergencia tecnológica por la transición energética que busca alcanzar el Neto Zero en 2030, es decir, el equilibrio entre la cantidad de gases de efecto invernadero que se emiten a la atmósfera y la cantidad que se elimina o se compensa. El objetivo firmado por los países que se adhirieron al Acuerdo de París para combatir el cambio climático, es reducir para el 2050 las emisiones a nivel global para mitigar el cambio climático y alcanzar una huella de carbono neutral.

## Toma de decisiones dentro de la empresa

**En esta sección se analizan las diferencias en la gobernanza empresarial de Equinor y Pemex, entendida como las prácticas, procesos y estructuras implementadas para la toma de decisiones.** Esta comparación permite observar la diferencia que existe en la toma de decisiones entre una empresa petrolera del Estado como lo es Pemex, y una empresa petrolera del Estado con participación accionaria como lo es Equinor. La principal diferencia es la alineación de intereses entre los responsables de la toma de decisiones y las partes interesadas, a lo cual en la literatura de finanzas se ha denominado como “skin in the game”, concepto que hace referencia a que los directivos cuentan con una participación en el rendimiento o pérdidas de la empresa, en otras palabras; que arriesgan sus propios recursos con la toma de decisiones de la empresa<sup>49</sup>.

**En términos prácticos, el liderazgo y por consiguiente la dirección de Pemex, se encuentra en manos de políticos, y no de personal que comparte el riesgo de los resultados de las decisiones que se toman.** El consejo de administración de Pemex, compuesto por cinco representantes del Estado y cinco representantes independientes, es el principal órgano de gobierno responsable de establecer las políticas y la visión de la empresa<sup>50</sup>. Todos los miembros, incluyendo los independientes, son designados por el Ejecutivo federal, con ratificación del Senado. De igual manera, el director general de Pemex es designado por el Ejecutivo Federal, con la única limitante de que no puede haber una relación familiar o civil entre el dirigente de Pemex y el presidente de la nación.

**Esta designación política del liderazgo de Pemex, dificulta que los tomadores de decisiones estén involucrados en los resultados de la empresa, lo que evita que asuman las consecuencias de su conducción del negocio.** Con el conocimiento de que la dirección de Pemex será

solamente por 6 años, los tomadores de decisiones no se ven involucrados personalmente en los resultados de sus decisiones pasado el sexenio.

En Equinor, el Ministerio de Comercio, Industria y Pesca de Noruega gestiona la participación accionaria del Estado y decide cómo votará en la Junta General de Accionistas. Aunque el poder Ejecutivo tiene un papel central, en situaciones excepcionales, como la emisión de nuevas acciones bursátiles que excedan los mandatos, debe obtener la aprobación del Parlamento, lo que introduce un contrapeso significativo.

**Además, la Ley de Sociedades Anónimas Públicas de Noruega asegura que el Estado, a pesar de tener una mayoría en las votaciones, no puede actuar sin considerar a los otros accionistas y empleados.** La Asamblea Corporativa, con representación tanto de accionistas como de empleados, supervisa las decisiones clave y la administración de la empresa, **asegurando que quienes toman decisiones están directamente involucrados y afectados por las consecuencias de sus resoluciones.**

**Esta estructura contrasta con Pemex, donde las decisiones están altamente centralizadas en el poder Ejecutivo y recaen en actores políticos que no necesariamente comparten la responsabilidad de los resultados de la empresa.** En cambio, en Equinor las decisiones se toman buscando la rentabilidad y eficiencia, ya que una parte responde a la participación de accionistas privados y, por ende, la junta directiva de la empresa se encuentra mayormente involucrada en los resultados.

Dado que Equinor es una empresa que cotiza en bolsa, la confianza de los inversionistas es crucial para atraer mayor capital. Por ello, el presidente debe contar con un perfil que transmita seguridad y confianza a los inversores. Ello motiva decisiones de mayor rentabilidad al haber interés propio en juego, evitando el riesgo en el que se incurre cuando los tomadores de decisiones no se encuentran involucrados como en el caso de Pemex.

**La diferencia en la gobernanza de las empresas se refleja en los distintos perfiles directivos, lo cual incide en la motivación de la toma de decisiones.** Por ejemplo, en el caso de Equinor los directores siempre cuentan con una amplia experiencia en el sector energético, mientras que en el caso de Pemex se trata de directores que en su mayoría han sido servidores públicos. Que si bien han ocupado cargos relacionados con las finanzas, no cuentan con una amplia experiencia en el manejo de una empresa energética.

<sup>49</sup> Corporate Finance Institute, Skin in the Game (2024). <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/career-map/sell-side/capital-markets/skin-in-the-game/>

<sup>50</sup> Pemex. (2023). Informe anual 2023. Recuperado de [https://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Documents/Informe-Anual/INFORME\\_ANUAL\\_2023.pdf](https://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/Informe-Anual/INFORME_ANUAL_2023.pdf)



## Organos supremos Pemex vs Equinor

	Pemex	Equinor
Organo supremo de la empresa	Consejo de administración de Petróleos Mexicanos	Junta General
Conformado por	Secretaría de Energía / Secretaria de Hacienda y Credito Publico / Secretaría de Economía / Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales / Director General de La Comisión Federal de Electricidad	Accionistas, donde el socio mayoritario es el estado noruego con una participacion del 67%
Designado por	Ejecutivo Federal	La gestión de la participación accionaria es llevada a cabo por el Ministerio de Comercio, Industria y Pesca

Elaborado por México Evalúa fuente: Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. (2024). Artículo 89. En Diario Oficial de la Federación [D.O.F]10-02-2014, 1 de abril de 2024. Reporte anual Equinor Annual Report on Form 20-F.

<https://infogram.com/organos-supremos-1h0n25ompljz4p?live>

En el caso de Pemex, el actual director general, Octavio Romero Oropeza, ha tenido una amplia carrera política, ocupando diversos cargos como presidente estatal de un partido político, diputado federal, y titular de la Secretaría de la Honestidad y Austeridad Republicana del Gobierno de la Ciudad de México. Además, fue candidato a puestos de elección popular en múltiples ocasiones antes de ser propuesto para liderar Pemex en 2018. Su formación es en ingeniería agrónoma, lo que marca un contraste con la especialización técnica y de gestión que se ve en su contraparte de Equinor.

Anteriormente, durante el sexenio de Peña Nieto, hubo tres directores generales: Emilio Lozoya Austin, quien estuvo durante 2012 y 2016; José Antonio González Anaya, quien estuvo durante 2016 y 2017; y Carlos Alberto Treviño Medina, quien estuvo durante el último año de gobierno de Nieto.

Lozoya Austin es economista, funcionario público y político mexicano. Cuenta con una licenciatura en economía y derecho por el Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM) y la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), respectivamente, y tiene una maestría en administración pública y desarrollo internacional por la Universidad de Harvard. Fundó y dirigió fondos de inversión

globales entre 2009 y 2012. Antes, de 2006 a 2009, fue Director para América Latina en el Foro Económico Mundial. De 2003 a 2006, trabajó en la Corporación Interamericana de Inversiones y en el Banco de México en el área de inversiones. Sin embargo, en años recientes fue vinculado con escándalos de corrupción en México, relacionados con las compañías Odebrecht y OHL<sup>51</sup>.

José Antonio González Anaya J, es un economista y político mexicano. Fue Secretario de Hacienda de México (2017-2018), y previamente dirigió Pemex y el Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS). En la Secretaría de Hacienda, ocupó varios cargos, incluyendo Subsecretario de Ingresos y Coordinador de Asesores. También fue investigador en Stanford y Economista Senior del Banco Mundial. Es Doctor en Economía por Harvard y tiene licenciaturas en Economía e Ingeniería Mecánica por el Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT)<sup>52</sup>.

Carlos Alberto Treviño Medina es egresado del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), donde se tituló como Ingeniero en Industrias Alimentarias, y obtuvo maestrías en Administración de Empresas y en Ciencias, con especialidad en Ingeniería de Alimentos. En Pemex, también fue director corporativo de Finanzas y

<sup>51</sup> Wikipedia, 2024. [https://es.wikipedia.org/wiki/Emilio\\_Lozoya\\_Austin](https://es.wikipedia.org/wiki/Emilio_Lozoya_Austin)

<sup>52</sup> Wikipedia, 2024. [https://es.wikipedia.org/wiki/Jos%C3%A9\\_Antonio\\_Gonz%C3%A1lez\\_Anaya](https://es.wikipedia.org/wiki/Jos%C3%A9_Antonio_Gonz%C3%A1lez_Anaya)



ocupó en dos ocasiones el cargo de director corporativo de Administración. Además, ha sido oficial mayor en las secretarías de Economía y Energía, subsecretario de Egresos en la Secretaría de Hacienda, director general de Financiera Rural y director de Finanzas en el IMSS<sup>53</sup>.

Recientemente, la presidenta electa nombró a Víctor Rodríguez Padilla como el próximo director de Pemex. Él es físico y maestro en Ingeniería Energética por la UNAM, con un doctorado en Economía de la Energía por la Universidad de Grenoble, Francia, y postdoctorados en instituciones de Francia y Canadá. Ha sido asesor en el Congreso de México y diversas instituciones, acumulando 42 años de experiencia en el sector energético. Es experto en economía y política de la energía, regulación de industrias, contratos y seguridad energética. Ha sido profesor invitado en la Universidad de California, el Instituto de las Américas, y en universidades de Bolivia y Colombia. Ha recibido el Premio Nacional de Investigación Económica Jesús Silva Herzog y la medalla Gabino Barreda<sup>54</sup>.

Por otro lado, el CEO de Equinor, Anders Opedal, no tiene antecedentes en la política, sino que su trayectoria se enfoca completamente en el sector energético. Ingresó a Equinor en 1997 y ocupó cargos estratégicos relacionados con tecnología, proyectos y perforación. Su experiencia incluye la gestión de proyectos de gran envergadura y el desarrollo de operaciones internacionales, lo que refleja un enfoque técnico y de liderazgo en la industria. Su formación académica, con maestrías en finanzas, administración e ingeniería civil, también refuerza su perfil como un líder especializado en el sector energético.

Antes de Opedal, se encontraba Eldar Sætre quien fue el CEO de Equinor desde 2014 a 2020. Sætre se incorporó a Statoil, ahora Equinor, en 1980 y desempeñó diversas funciones, como vicepresidente ejecutivo y director financiero desde octubre de 2003 hasta diciembre de 2010 y vicepresidente ejecutivo de Marketing, Procesamiento y Energías Renovables desde 2011 hasta 2014. Sætre posee una maestría en Economía de la Empresa por la Escuela Noruega de Economía y Administración de Empresas (NHH) de Bergen<sup>55</sup>.

Durante 2004 y 2014 el CEO de Equinor, en ese momento Statoil, fue Helge Lund, quien posee una sólida formación académica con estudios en Economía Empresarial por la

Norwegian School of Economics y una Maestría en Administración de Empresas. Helge

Inició su carrera en 1988 como asesor político para el grupo parlamentario del Partido Conservador Noruego, antes de unirse a McKinsey & Co., en 1991 como consultor. Posteriormente, asumió diversos roles en la firma noruega Aker Kvaerner, empresa del sector energético, donde ascendió hasta convertirse en CEO. Posteriormente, en 2004, fue designado como CEO de Statoil, debido a su amplia experiencia en el sector.<sup>56</sup>

## Riesgos e impacto financiero de transición energética de Equinor vs Pemex

El Natural Resource Governance Institute (NRGI) destaca que la transición energética debe ser justa, inclusiva y equitativa<sup>57</sup>, lo que implica que la sustitución de la quema de energías fósiles por tecnologías limpias para llevar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a neto cero<sup>58</sup> deba ser un proceso que tenga como elemento rector una gobernanza eficaz.

Esto conlleva, además, un correcto mapeo de los actores interesados y de una adecuada planeación, asignaciones presupuestales y mecanismos de financiamiento para la acción climática que articulen el modelo de negocios de las empresas involucradas en el proceso de transición energética con las estrategias programáticas, a la luz de los principios antes mencionados.

Desde esta perspectiva, el “riesgo climático o de transición energética” se refiere a aquél potencial de sufrir importantes pérdidas financieras como resultado de cambios en las tecnologías, las regulaciones y los patrones del clima, en función de las metas de reducción de GEI en horizontes de tiempo específicos. Por ejemplo, Equinor se ha planteado lograr emisiones netas cero para el 2050, mientras que Pemex, si bien no establece una meta específica de neto cero para el 2050, sí plantea en su plan de transición energética algunas acciones de mitigación de GEI rumbo al 2030 y 2050.

Lo anterior conlleva riesgos a los activos físicos de las empresas, asociados a fenómenos climáticos extremos. Su atención requiere diseñar e implementar políticas con en-

<sup>53</sup> Macroeconomía, 2023. <https://macroeconomia.com.mx/carlos-trevino-medina-nuevo-director-general-de-pemex/>

<sup>54</sup> CNN, 2024. <https://cnnespanol.cnn.com/2024/08/27/quien-es-victor-rodriguez-padilla-proximo-director-pemex-orix/>

<sup>55</sup> Banco Mundial, 2015. <https://live.worldbank.org/en/experts/e/eldar-saetre>

<sup>56</sup> EUROPEANCEO, 2024. <https://www.europeanceo.com/profiles/helge-lund-bg-group/>

<sup>57</sup> NRGI (2024) Just energy transition. <https://development.resourcegovernance.org/topics/just-energy-transition>

<sup>58</sup> Equilibrio entre la cantidad de gases de efecto invernadero emitidos y la cantidad eliminada o compensada, de modo que el impacto neto sobre el clima sea nulo.





foques multidimensionales que puedan integrar la toma de decisiones con el plan de negocios en función de las posibilidades de inversión, a la luz de los cambios del contexto y las restricciones presupuestarias<sup>59</sup>.

Para analizar el riesgo climático que enfrentan Equinor y Pemex y las políticas que han elegido llevar a cabo para combatirlo, utilizaremos las tres categorías que propone NRGJ<sup>60</sup>:

1. **Riesgo de demanda o consumo del petróleo y gas extraído y/o procesado** y, por tanto, de los precios. Este riesgo estaría asociado en gran medida a cambios en las preferencias de los consumidores derivadas de modificaciones regulatorias, expectativas, incentivos, mayor oferta de bienes sustitutos a los producidos por las empresas sujetas a análisis.
2. **Riesgo de pérdida de valor en inversiones relacionadas con la transición energética** por menos apetito de parte de socios privados o del gobierno para capitalizar proyectos de utilidad compartida derivado de incentivos establecidos por el contexto político, regulatorio financiero o climático.
3. **Riesgo de acceso a financiamiento a proyectos relacionados con la transición energética**, por preferencias o expectativas de los mercados financieros e inversionistas. El efecto se traduce en un mayor riesgo por una mayor dificultad para acceder a financiamiento a costos competitivos para proyectos de petróleo y gas.

A continuación revisaremos bajo este marco y con base en información pública disponible de Equinor y Pemex, cómo estas empresas abordan el desafío de la transición energética.

### **Riesgo e impacto financiero de transición energética de Equinor**

Según el reporte 20-F de 2023<sup>61</sup>, Equinor enfrenta un impacto financiero por las iniciativas para combatir y adaptarse al cambio climático, además de estar expuesta a diversos factores económicos que influyen en sus resultados, como

los precios de las materias primas, los tipos de cambio, las primas de riesgo de mercado y las tasas de interés.

Como se describe en la nota 3<sup>62</sup> de sus estados financieros consolidados, los efectos de las iniciativas para limitar el cambio climático y el impacto potencial de la transición energética son relevantes para algunos de los supuestos económicos en la estimación de los flujos de efectivo futuros de Equinor. Dichas consideraciones climáticas inciden directamente en las evaluaciones de deterioro de activos en relación a la valoración de los costos del carbono en los flujos de efectivo. Indirectamente, influyen en el cálculo de precios de los productos y servicios que vende, cuyos elementos fundamentales se basan en la mejor estimación respecto de los precios requeridos para lograr los objetivos del Acuerdo de París —como se describe en el escenario de cero emisiones netas para 2050 que explica a detalle en su plan de transición energética<sup>63</sup>.

Equinor evalúa el riesgo climático desde dos perspectivas: i) el riesgo de transición, que se relaciona con la solidez financiera del modelo de negocios y la cartera de la empresa en varios escenarios de descarbonización; y ii) el riesgo climático físico, que se relaciona con la exposición y la vulnerabilidad potencial de sus activos a los peligros relacionados con el clima en diferentes escenarios de cambio climático.

Revisemos ambas perspectivas a la luz de las tres categorías de riesgo climático de NRGJ, aplicadas para Equinor con base en la información que reporta a las autoridades norteamericanas en su reporte 20-F 2023 y su plan de transición energética:

- 1) Respecto del riesgo de disminución de demanda: Equinor reconoce que enfrenta riesgos directos o indirectos por cambios en el comportamiento de los consumidores o en los desarrollos tecnológicos. Admite también que la demanda cambiante y las soluciones más competitivas en cuanto a costos para las energías renovables y las soluciones con bajas emisiones de carbono representan amenazas para la creación de valor económico tanto en flujo de efectivo como en el valor de sus activos fijos.

<sup>59</sup> Furnaro & Manley (2024). Natural Resource Governance Institute. Enfrentando el futuro: Lo que dicen las empresas petroleras estatales sobre la transición energética. [https://resourcegovernance.org/sites/default/files/2024-03/NRGI\\_Enfrentando%20el%20futuro\\_ESP.pdf](https://resourcegovernance.org/sites/default/files/2024-03/NRGI_Enfrentando%20el%20futuro_ESP.pdf)

<sup>60</sup> Ibidem. Pág. 6.

<sup>61</sup> El reporte 20-F es un informe anual que las empresas extranjeras o residentes fuera de los Estados Unidos reportan al regulador financiero Securities Exchange Commission de los Estados Unidos (SEC) por participar en su mercado de capital o de deuda. El reporte 20-F es la fuente de información más importante para inversionistas sobre la gobernanza, la operación y los resultados financieros de una compañía. La información presentada en el Reporte 20-F es auditada y verificada por certificadores contables y fiscales externos, lo que amplía su nivel de confiabilidad. Ref. Equinor (2024). 20-F Report 2023. <https://cdn.equinor.com/files/h61q9gi9/global/230a5fe8953e66a33ebe0a66f610ef14fc1eac44.pdf?2023-annual-report-on-form-20f-equinor.pdf>

<sup>62</sup> Equinor (2024). Reporte 20-F 2023. Pág. 83

<sup>63</sup> Equinor (2022). 2022 Energy Transition Plan. <https://cdn.equinor.com/files/h61q9gi9/global/6a64fb766c58f70ef37807deca2ee036a3f4096b.pdf?energy-transition-plan-2022-equinor.pdf>



Estimar la demanda energética y los precios de materias primas hacia 2050 es complicado por factores como cambios tecnológicos, fiscales y límites de producción que podrían afectar significativamente las estimaciones contables, incluyendo la vida útil de los activos, el período de depreciación, las obligaciones de retiro de activos, las evaluaciones de deterioro y los activos por impuestos diferidos.

Ante este riesgo, Equinor ha desarrollado una estrategia corporativa y un plan de transición energética que incluye precios de carbono mínimos reales o predeterminados en todas las inversiones. Las metodologías y pruebas rutinarias que aplica a su cartera de activos bajo diferentes escenarios de precios futuros hacia cero emisiones netas cero a 2050 se fundan en tres pilares:

- i) Producción optimizada de petróleo y gas. Esto es, la capitalización de una cartera bien vigilada bajo los instrumentos antes mencionados, pues el motor de efectivo de Equinor es la base —según su modelo de negocios— para financiar actividades de descarbonización y transición;
  - ii) modelo de negocios basado en un crecimiento de alto valor en energías renovables, por medio de una implementación acelerada. La finalidad es establecer una posición industrial sólida para un crecimiento impulsado por el valor;
  - iii) nuevas oportunidades de mercado en soluciones bajas en carbono para convertirse en un líder en gestión del carbono e hidrógeno.
- 2) Riesgo de disminución de las inversiones para la transición energética: Equinor identifica escenarios de alta posibilidad de rendimientos decrecientes en las industrias renovables y de bajo carbono que podrían obstaculizar la viabilidad de su plan de negocios. Este plan se sustenta en una propuesta agresiva de diversificación de su cartera de activos en petróleo y gas, por un lado, y energías renovables por el otro lado.

Los factores que podrían incidir en la materialización de tal escenario incluyen una mayor competencia mundial por activos, posturas políticas cambiantes de apoyo político en relación al cambio climático y a

los horizontes de tiempo para alcanzar las emisiones netas cero; y a diferentes modelos comerciales o contractuales que podrían resultar menos rentables de lo esperado. Por lo anterior, Equinor ubica sus inversiones en un nivel de exposición al riesgo alto, considerando que podría enfrentar mayores tasas de interés e inflación.

Para enfrentar este riesgo —y como parte de sus estrategias de diversificación de negocios energéticos— durante 2023, Equinor aumentó su registro de activos fijos en un 45% respecto del 2022<sup>64</sup>. Esto refleja la cristalización de distintos proyectos de diversificación que en lo práctico incluyeron compra de activos y asociación en actividades productivas. En materia eléctrica, Equinor en 2023 invirtió alrededor de 2500 mdd en electrificación a través de proyectos eólicos en alta mar (offshore). Sin embargo, debido a la inflación y a limitaciones en la cadena de suministro, Equinor reconoció un deterioro en el segmento de Renovables en los proyectos de energía eólica offshore en la costa noreste de Estados Unidos (EE.UU.).<sup>65</sup>

A lo largo de 2023, la adquisición de BeGreen (una concesión de energía eólica marina a escala comercial en California), Rio Energy en Brasil e inversiones relacionadas con proyectos en EE.UU. y el Reino Unido, contribuyeron al aumento significativo en el valor contable de Equinor en comparación con el año anterior. En el balance final, es posible apreciar una compensación positiva para el incremento del valor de los activos versus el deterioro registrado. De aquí que sea verificable la eficacia de la estrategia de Equinor para crear valor y mitigar el riesgo de disminución de valor de las inversiones.

Equinor está dando pasos importantes para industrializar la captura y almacenamiento de carbono y ya participa en el proyecto Northern Lights en Noruega, que ofrece soluciones de transporte y almacenamiento de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), en asociación con Shell y TotalEnergies<sup>66</sup>. Equinor también está llevando a cabo proyectos de captura y almacenamiento de carbono en otras regiones que tienen las condiciones necesarias para soluciones bajas en carbono. La adquisición de una participación del 25% en Bayou Bend posiciona a Equinor como uno de los proyectos de captura y almacenamiento de carbono más grandes de Estados

<sup>64</sup> Equinor (2024). Reporte 20-F 2023. Pág. 93-94.

<sup>65</sup> Equinor (2024). Reporte 20-F 2023. Nota 4.

<sup>66</sup> TotalEnergies (2023). Northern Lights carbon capture and storage project. <https://totalenergies.com/projects/carbon-capture-and-storage/northern-lights-first-major-carbon-capture-and-storage-project>



Unidos a lo largo de la costa del Golfo en el sudeste de Texas. Las inversiones de adquisición y las contribuciones de capital en estos proyectos fueron 4.9 veces mayores que el año anterior, pues ascendieron a USD 179 millones en 2023, equivalentes al 7.8% del monto de inversión a capital registrado en el estado financiero de Equinor para 2023<sup>67</sup>.

Los cambios en la forma en que el mundo actúe para cumplir los objetivos del Acuerdo de París tienen un impacto en la valoración de los activos de las empresas energéticas. Por ejemplo, el precio de los derechos por emitir gases de efecto invernadero (GEI) en el sistema de la Unión Europea ha subido de 25 euros por tonelada en 2020 a 86 euros en 2023. Equinor cree que este precio seguirá siendo de alrededor de 80 euros en los próximos dos años, y que aumentará más en 2040 y 2050. A medida que los costos por emitir gases de efecto invernadero crezcan y se extiendan a más países, un impuesto global al CO<sub>2</sub> podría afectar el valor de los activos de petróleo y gas de la empresa. Equinor evalúa la intensidad de carbono a nivel de proyecto y a nivel cartera o portafolio para toma de decisiones de inversión y desinversión. Actualmente, utiliza un costo interno del carbono, establecido en 82 dólares/tonelada para 2025 y proyectado a 115 dólares/tonelada para 2030, para equiparlo a los costos proyectados para la Unión Europea.

Equinor quiere reducir sus emisiones de carbono en un 20% para 2030 y un 40% para 2035, incluyendo todas las emisiones indirectas —esto es, las que emiten sus consumidores por usar sus productos, las conocidas como emisiones de “alcance 3”—. Para ello, confía en sus planes de inversión en más energías renovables, aplicar tecnologías de bajo carbono —como los proyectos de captura de carbono mencionados anteriormente—, y optimizar su cartera de petróleo y gas.

Finalmente, Equinor reconoce que los cambios en los parámetros climáticos físicos podrían afectar sus operaciones. Esto se podría traducir en interrupciones, costos adicionales o incidentes por eventos climáticos extremos o impactos físicos crónicos, como el aumento del nivel del mar acompañado de oleaje de mayor altura.

A medida que crece el portafolio de energías renovables de Equinor, se incrementará su registro de riesgos por cambios inesperados en parámetros meteorológicos

—como cambios en los patrones de viento o en su velocidad promedio, y la cobertura de nubes—. Igualmente incidirán otros factores con ciertos niveles de incertidumbre en cuanto a proyecciones de costos a futuro. Por ejemplo, nuevas inversiones en materiales bajo experimentación, costos inesperados por mayor mantenimiento, o alteraciones en la vida útil del equipo.

- 3) Riesgo de acceso a financiamiento para la transición energética: El riesgo de crédito para Equinor es la posibilidad de pérdidas financieras si los clientes o contrapartes no cumplen sus obligaciones. Este riesgo proviene de cuentas por cobrar, inversiones financieras, instrumentos derivados y depósitos. Para mitigar este riesgo, Equinor usa garantías bancarias, parentales, pagos anticipados y garantías en efectivo.

Antes de realizar transacciones con nuevas contrapartes, Equinor exige que se identifiquen y se les asignen calificaciones crediticias internas basadas en análisis financieros y empresariales. Las contrapartes se evalúan regularmente. Según los datos del Reporte 20-F<sup>68</sup>, dos tercios de la cartera de cuentas por cobrar de 2023 de Equinor correspondieron a deudores con calificación positiva, mientras que un tercio se categorizó como grado de inversión bajo o negativo. Ciertamente, si Equinor no trabaja en mejorar el control de dicho tercio de sus cuentas por cobrar, enfrentaría una vulnerabilidad en ese rubro de sus activos de corto plazo, lo que se podría implicar un riesgo para el control de su capital de trabajo.

Equinor establece límites predefinidos para el riesgo de crédito en su cartera y para contrapartes individuales. Monitorea la cartera y exposiciones diarias. La exposición crediticia está diversificada entre el sector energético, grandes consumidores y contrapartes financieras, y la mayoría está con contrapartes de calificación de inversión.

En 2023, el gobierno noruego y Equinor realizaron inversiones significativas en proyectos de energía limpia. Equinor se comprometió a invertir aproximadamente 100 mil millones de coronas noruegas (alrededor de 9.1 mdd) en diversas iniciativas para la transición energética, incluidas la reducción de emisiones en la plataforma continental noruega, el desarrollo de energía eólica marina, captura y almacenamiento de carbono, y el avance en la producción de hidrógeno<sup>69</sup>.

<sup>67</sup> Equinor (2024). Reporte 20-F 2023. Pág. 76

<sup>68</sup> Equinor (2024). Reporte 20-F 2023. Pág. 91

<sup>69</sup> Derrick Maya (2024). How Equinor manages Norway's diverse energy landscape. <https://energydigital.com/articles/how-equinor-manages-norways-diverse-energy-landscape>



El riesgo de acceso a financiamiento de Equinor está estrechamente vinculado al Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea, debido a los costos asociados con la compra de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Aunque Equinor actualmente recibe cuotas gratuitas, éstas se eliminarán gradualmente hasta desaparecer por completo en 2035. Esto significa que, en el futuro, la empresa tendrá que adquirir derechos de emisión a precios de mercado, lo que podría aumentar significativamente sus costos operativos.

Estos costos de CO<sub>2</sub>, que han sido de 486 mdd en 2023, 510 mdd en 2022 y 428 mdd en 2021, son una carga financiera considerable. A medida que los costos de emisión aumenten y se eliminen las cuotas gratuitas, Equinor enfrentará mayores gastos, lo que podría afectar su rentabilidad y, por ende, su capacidad para obtener financiamiento. Los inversionistas y prestamistas podrían percibir estos costos futuros como un riesgo financiero, lo que podría dificultar el acceso a capital o aumentar el costo del financiamiento. Por lo tanto, es crucial que Equinor tenga en cuenta estos factores en sus planes de inversión y pronósticos de financiamiento.

Por último, en cuanto a calificación de riesgo alta en ASG (Medioambiental, Social y de Gobernanza)<sup>70</sup> según la agencia calificadora Sustainalytics, Equinor registra una puntuación de 34.9 puntos que la coloca en el lugar 71 de 307<sup>71</sup>, que implica que Equinor enfrenta importantes desafíos relacionados con su gestión de emisiones, el impacto ambiental de sus operaciones y cuestiones sociales relacionadas con sus proyectos.

No obstante que Equinor mantiene una calificación crediticia en grado de inversión A, lo que refleja una sólida capacidad para manejar sus niveles de deuda y cumplir con sus obligaciones financieras, su calificación ASG podría mejorar en cuanto al manejo de los desafíos que enfrenta en cuanto a sostenibilidad. De mejorar su calificación ASG, Equinor podría acceder a oportunidades más competitivas de financiamiento sostenible y aprovechar de mejor manera que Noruega mantiene una calificación crediticia de grado de inversión AAA con perspectiva estable, según agencias calificadoras como DBRS Morningstar<sup>72</sup>.

### **Riesgo e impacto financiero de transición energética de Pemex**

Al igual que Equinor, Pemex documenta en su Reporte 20-F 2023<sup>73</sup> información relativa a sus riesgos climáticos y de transición energética. Primeramente, señala que sus instalaciones y operaciones están expuestas a riesgos físicos derivados de catástrofes naturales asociadas en gran medida con el cambio climático. Éstas podrían materializarse como afectaciones por restitución de reservas, caída en producción, captación de refinanciamiento y liquidez, menor número de proyectos de inversión por causa de inundaciones, huracanes, incendios forestales y sequías, incremento en el nivel del mar, cambios en los patrones de las precipitaciones y el aumento de las temperaturas promedio. Desde luego, este tipo de afectaciones inciden en la operación de la empresa, y financieramente se intuye que se traducen en pérdidas operativas por aumentos en costos y gastos. Sin embargo, a diferencia de Equinor, Pemex no documenta la cuantificación precisa de dichos deterioros en su activo fijo, por lo que no es posible tener una aproximación más exacta del daño que representan para el patrimonio.

Por otro lado, Pemex afirma estar sujeta al cumplimiento de numerosas regulaciones ambientales federales, estatales y americanas que le resultan costosas y de difícil cumplimiento pues, argumenta que el pago de multas y las inversiones a las que está obligada a ejercer para cumplir con las regulaciones ambientales, la limitan en su capacidad de extraer hidrocarburos y generar más ingresos. En términos narrativos, esta asociación de los costos regulatorios con un costo de oportunidad de hacer negocios con hidrocarburos, desde el punto de vista de la valoración sustentable, ilustra la paradoja en la que Pemex se encuentra por su propio modelo de negocios. Como ya se comentó anteriormente, está centrado en impulsar una mayor autarquía en petrolíferos, como principio de generación de valor, no obstante que en términos financieros ello implique pérdidas significativas que obligan al Estado a continuar subsidiando a la empresa.

Pemex está consciente de que en caso de no implementar con éxito un plan de transición energética, podría enfrentar consecuencias negativas (como daños a su reputación y una reducción en su capacidad para celebrar contratos con terceros y acceder al mercado financiero en condiciones favorables) derivadas del aumento en la demanda de

<sup>70</sup> El estándar ESG o ASG mide el desempeño ambiental, social y de gobernanza de una empresa, evaluando su valor corporativo a la luz de las mejores prácticas de sostenibilidad y responsabilidad corporativa. A menor riesgo ESG, mayor posibilidad de acceder a financiamiento sostenible a costos competitivos.

<sup>71</sup> Sustainalytics (2024). Company ESG Risk Ratings. Equinor. <https://www.sustainalytics.com/esg-rating/equinor-asa/1008867474>

<sup>72</sup> Morning Star (2023) DBRS Morningstar Confirms the Kingdom of Norway at AAA, Stable Trend Sovereigns. <https://dbrs.morningstar.com/research/421283/dbrs-morningstar-confirms-the-kingdom-of-norway-at-aaa-stable-trend>

<sup>73</sup> Pemex (2024). Reporte 20-F 2023. [https://www.pemex.com/ri/reguladores/ReportesAnuales\\_SEC/PEMEX\\_20-F\\_2023.pdf](https://www.pemex.com/ri/reguladores/ReportesAnuales_SEC/PEMEX_20-F_2023.pdf)



productos bajos en carbono, reducción en disponibilidad de capital para inversiones en el sector, y alta volatilidad de precios de petróleo y gas.

Revisemos la información que Pemex revela respecto del riesgo de transición energética a la luz de las tres categorías de riesgo climático de NRCI, aplicadas a Pemex, a la luz de la información que reporta a las autoridades norteamericanas en su reporte 20-F 2023 y su informe de riesgos climáticos:

- 1) Respecto del riesgo de disminución de demanda: Pemex considera este riesgo como el principal factor de amenaza a su modelo de negocios. En sus palabras, menciona que la gestión del cambio climático para la descarbonización global podría afectar al negocio de Pemex “debido a los cambios tecnológicos como el abaratamiento de las energías renovables que, en comparación, hacen menos económica la energía basada en el petróleo” (sic). Además, señala que “el riesgo reputacional derivado de la presión ascendente de las preferencias de los consumidores a favor de productos sostenibles y las perturbaciones del mercado, como las fuertes caídas de los precios de los productos de hidrocarburos, podrían afectar negativamente su actividad, sus resultados y situación financiera”<sup>74</sup>.

Pemex plantea como riesgos de disminución de demanda o consumo de sus productos, los probables cambios en regulación, medidas de política pública alineadas con el combate al cambio climático tales como los mecanismos de tarificación del carbono y la eliminación gradual de subsidios a los hidrocarburos que encarecen los precios a los consumidores.

El análisis de Pemex se refleja en cuadros sinópticos que destacan sus proyecciones a largo plazo, donde ilustra que los riesgos derivados de cambios en la demanda de sus productos podrían impactar sus finanzas en un horizonte de hasta 10 años. En cuanto a la pérdida de competitividad, volatilidad de precios y la tarificación del carbono, Pemex prevé consecuencias negativas en un plazo de seis a nueve años. A corto plazo, es decir, dentro de los próximos cinco años, la empresa identifica un riesgo medio-alto vinculado a la aparición de productos sustitutos que podrían amenazar su posición en el mercado. A diferencia de Equinor, Pemex no proporciona en su reporte datos precisos sobre estos impactos.

Es importante destacar que, como resultado de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26), México se unió al Compromiso Global sobre el Metano para participar en los esfuerzos dirigidos a reducir las emisiones que contribuyen al calentamiento global. Estableció un compromiso de reducción del 30% de sus emisiones antropogénicas de metano para 2030, en comparación con las registradas en 2020. De aquí que Pemex ha implementado programas para la reducción de emisiones de metano, colaborando con la Agencia Ambiental de los Estados Unidos en un plan para reducir estas emisiones en operaciones terrestres.

Según su Plan de Sostenibilidad, en 2030 prevé un desembolso total de hasta 4.0 mmdp, equivalente a 77.3 mmdp, en la implementación de los planes durante los próximos seis años. Los recursos se destinarán a la rehabilitación de maquinaria y equipo, reforzamiento del programa actual de detección de fugas de metano, monitoreo satelital diario para evitar estos fallos, entre otras acciones<sup>75</sup>.

En términos de generación de ingresos alternativos a su negocio principal —anclado en la producción de crudo y petrolíferos—, en su primer informe sobre riesgos climáticos, publicado en 2024<sup>76</sup>, Pemex reconoce que ha identificado oportunidades de negocios, sin embargo, todas ellas se encuentran en etapas muy germinales de conceptualización como se muestra a continuación:

Seis iniciativas identificadas por Pemex — la 1), 3), 5) 6) 9) y 12) — ya existen en su cadena de valor, por lo que su desarrollo podría facilitarse más. El resto, ocho iniciativas, serían nuevas inversiones, de las cuales habría que empezar por evaluar su viabilidad, horizontes de tiempo y la relación costo-beneficio para Pemex.

Por otro lado, Pemex considera que los cambios en la percepción pública derivan posiblemente de aumentos en la preocupación de partes interesadas por cuestiones medioambientales y climáticas, expectativas que podrían incidir también en la búsqueda de bienes sustitutos de los petrolíferos, y la consecuente disminución de sus ventas. No obstante, Pemex considera que en el corto plazo estos riesgos no le afectarían demasiado. No da mayor explicación al respecto.

<sup>74</sup> Equinor (2024). Reporte 20-F 2023. Pág. 45.

<sup>75</sup> Pemex (2024). Plan de sostenibilidad de Petróleos Mexicanos. [https://www.pemex.com/acerca/plan-de-sostenibilidad/Documents/plan\\_sostenibilidad\\_pemex.pdf](https://www.pemex.com/acerca/plan-de-sostenibilidad/Documents/plan_sostenibilidad_pemex.pdf)

<sup>76</sup> Pemex (2024). Informe sobre riesgos climáticos. [https://www.pemex.com/etica\\_y\\_transparencia/transparencia/informes/Documents/informe\\_riesgos\\_climaticos\\_2024.pdf](https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Documents/informe_riesgos_climaticos_2024.pdf)



Corto (2025-2029)		Mediano (20230-2035)	Largo Plazo (2036)
1) Compensación de emisiones propias de operaciones			2) Desarrollo de proyectos propios para comercialización de créditos
3) Desarrollo de Captura y Almacenamiento de Carbono			4) Servicio de captura de carbono a clientes en industrias incentivadas
			5) Refinerías petroquímicas
6) Hidrógeno verde (Deer Park)		7) Importación de Hidrógeno Verde	8) Producción nacional de hidrógeno verde
9) Optimización de portafolio cogeneración		10) Expansión de portafolio de cogeneración	11) Expansión a otras tecnologías renovables
		12) Diésel renovable en SNR y Deer Park	13) Producción de combustible sostenible para la aviación y diésel renovable
			14) Gas natural renovable

Al observar el comportamiento del precio ponderado del crudo mexicano, que ha aumentado 30% entre 2019 y 2024, podemos inferir que, dado que la demanda de los combustibles en México presenta una evidente inelasticidad —esto es, cambia poco ante alzas de precios—, Pemex confía en mantener su modelo de negocios vigente por varios lustros más. Esto siempre y cuando el efecto de la sustitución de sus productos por otros menos contaminantes no tenga una aceleración que le impacte negativamente, (por ejemplo, con el aumento en ventas de autos eléctricos, o la penetración acelerada al mercado de biocombustibles).

2) Riesgo de disminución de las inversiones:

Pemex enfrenta importantes desafíos para atraer inversiones en el contexto de la transición energética. Su inestabilidad financiera, marcada por su elevada deuda, genera inquietud en los distintos ámbitos de interés por su desempeño sobre su capacidad para cumplir compromisos y financiar proyectos innovadores. Además, la empresa lucha con problemas operativos y una infraestructura envejecida que limita su capacidad para adaptarse a las nuevas demandas del sector energético.

Desde 2018, Pemex no ha establecido nuevas alianzas estratégicas aunque sigue participando en acuer-

dos previos y actualmente se enfoca en celebrar “contratos de servicios integrales de exploración y extracción” (CSIEE) con la iniciativa privada<sup>77</sup>. Los CSIEE buscan reducir y redistribuir los riesgos asociados con los proyectos en toda la cadena de valor —exploración, producción, refinación, transporte y procesamiento de petróleo y gas—; sin embargo, los socios en estos acuerdos pueden enfrentar dificultades financieras o tener intereses conflictivos, lo que puede afectar la viabilidad de los proyectos y poner en riesgo la reputación y resultados financieros de la empresa, como lo ha señalado la Auditoría Superior de la Federación<sup>78</sup>. En 2023, Pemex firmó dos CSIEE con vigencias de entre 15 y 25 años. La experiencia con este tipo de contratos requiere mayor estudio para discernir si realmente sería un modelo de referencia para futuros proyectos relacionados con el proceso de transición energética.

El mayor componente de inversión de Pemex deriva del presupuesto federal a través de la cartera de inversión. De acuerdo con el Reporte 20-F 2023, la inversión neta de capital en el presupuesto para 2024 fue de 317.7 mil millones de pesos, de los cuales el 87% se destinó a actividades de exploración y producción, 10.5% al segmento de transformación industrial y 2.5% para Pemex logística<sup>79</sup>.

<sup>77</sup> Mediante el esquema de los CSIEE, Pemex mantiene la titularidad de la “asignación” y por tanto es responsable ante las autoridades gubernamentales del cumplimiento con las obligaciones derivadas, en tanto que el proveedor de servicios realiza las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos (incluyendo el desmantelamiento y remediación) a su costo. En otras palabras, el proveedor de servicios asume el gasto de capital y de operación (capex y opex) a cambio de una compensación monetaria que es un porcentaje mensual del flujo de efectivo disponible. Ref. Fernández, Romo (2021). CSIEE de Petróleos Mexicanos. <https://www.nortonrosefulbright.com/es-mx/knowledge/publications/7c6f03eb/client-alert-pemex-comprehensive-exploration-and-production-service-contracts>

<sup>78</sup> Auditoría Superior de la Federación (2021) Auditoría De Cumplimiento a Inversiones Físicas (Pemex Exploración y Producción): 2019-6-90T9G-22-0397-2020 397-DE [https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2019c/Documentos/Auditorias/2019\\_0397\\_a.pdf](https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2019c/Documentos/Auditorias/2019_0397_a.pdf)

<sup>79</sup> Pemex (2024). Reporte 20-F 2023. Pág. 22.



Pemex argumenta que su enfoque de inversión sostenible radica en proyectos de inversión a mejoras operativas para reducir la intensidad de emisiones de sus actividades productivas, principalmente en su Sistema Nacional de Refinación. En 2023, las emisiones totales de dióxido de carbono equivalente alcanzaron aproximadamente 60.4 millones de toneladas en las operaciones de México y 3.2 millones de toneladas en Deer Park, lo que representó una reducción del 12% en comparación con el total de 2022.

Según el Plan de Sostenibilidad de Pemex, proyectado para los próximos seis años, Pemex cuenta con un presupuesto máximo de 5.0 mmdp, equivalente a 101 mmdp<sup>80</sup> para proyectos que mejoren el medio ambiente y la seguridad industrial, pero sobre todo, que mitiguen los GEI<sup>81</sup>, es decir, 16.8 mmdp anuales, equivalente a un aproximado 5.2% del presupuesto de inversión anual.

La idea central respecto a estas inversiones es, para Pemex, el alcance de los objetivos de producción total de combustibles ultra bajos en azufre<sup>82</sup>. Sin embargo, la producción de gasolina y diésel ultrabajo en azufre tuvo una disminución de 4.9%<sup>83</sup>. Pemex afirma invertir en la reconfiguración de sus refinerías como una estrategia eje de sostenibilidad. Sin embargo, la producción de gasolinas bajas en azufre ha disminuido, lo cual es contradictorio con respecto al discurso que afirma que Pemex enfoca su inversión en el aumento de su eficiencia productiva. Se supone que mayores inversiones en mejora de sus refinerías darían como resultado mejores y mayor volumen de combustibles ultra bajo en azufre UBA.

La respuesta la da el mismo reporte 20-F que declara que aún cuando la gasolina regular ya cumple con los estándares internacionales, en cuanto al diésel UBA, aún no logra garantizar el pleno suministro, pues las

unidades operativas aún están pendientes de la finalización de trabajos de reconfiguración<sup>84</sup> debido a restricciones presupuestarias y a que los fondos autorizados se han usado “para otros fines”<sup>85</sup>. Es decir, aunque el presupuesto se aprueba, no necesariamente se ejerce. De hecho, se observa una disminución en los gastos de inversión para este propósito en las refinerías, equivalente a 22.5% respecto del 2022<sup>86</sup>.

Además, a diciembre 2023 la construcción de la Refinería Olmeca llevaba invertidos más de 16.8 mil millones de dólares, equivalente a 319 mil millones de pesos<sup>87</sup>. No obstante, adicional al presupuesto de gastos de capital, el presupuesto de inversión financiera incluye las aportaciones de capital extraordinarias del gobierno federal. Según el Reporte 20-F, dichas aportaciones extraordinarias alcanzaron los 25,535 millones de pesos, equivalente a 1,343 millones de dólares (25,517 millones de pesos<sup>88</sup>) durante 2023<sup>89</sup>; de las cuales, Pemex confirma haber destinado aproximadamente el 77% de las contribuciones recibidas del gobierno federal para reducir pasivos y 15% a la construcción de la refinería Olmeca en Dos Bocas. La rehabilitación de refinerías existentes recibió alrededor del 7%, mientras que el 2% se dedicó al fortalecimiento de la cadena de fertilizantes. Para 2023, Pemex recibió 166 mil millones de pesos en aportaciones de capital del gobierno federal<sup>90</sup>.

Pemex enfrenta retos críticos para atraer inversiones y adaptarse a la transición energética, dada su inestabilidad financiera y problemas operativos. La empresa continúa con acuerdos CSIEE para reducir riesgos, pero enfrenta desafíos por la posible dificultad de los socios y conflictos de intereses. Aunque ha reducido sus emisiones de CO2 y tiene un presupuesto para sostenibilidad, la producción de combustibles ultra bajos

<sup>80</sup> Tipo de Cambio a 19 pesos por dólar. Alavez Mario (2023). Invertirá Pemex cuatro veces menos en sustentabilidad que en refinería Olmeca. <https://energia Debate.com/invertira-pemex-cuatro-veces-menos-en-sustentabilidad-que-en-refineria-olmeca/>

<sup>81</sup> Entre las mejoras principales se incluyen proyectos para mejorar la captura y aprovechamiento del gas en la exploración y producción, así como reparaciones en unidades clave como destilación de crudo, reformadores catalíticos, unidades de coker y de isomerización, y en instalaciones de almacenamiento y recuperación de azufre.

<sup>82</sup> La diferencia principal entre el diésel ultra bajo en azufre (UBA) y el diésel normal es que el UBA contiene menos de 15 partes por millón (ppm) de azufre, lo que lo hace más limpio y reduce las emisiones contaminantes, mientras que el diésel normal tiene 500 ppm, lo que implica más daño a la salud y al medio ambiente. Ref. Transporte.Mx (2024) Cuál es la diferencia entre el diésel y el diésel UBA. <https://transporte.mx/cual-es-la-diferencia-entre-el-diesel-y-el-diesel-ultra-bajo-en-azufre-o-duba/>

<sup>83</sup> Pemex (2024). Reporte 20-F. Pág. 56.

<sup>84</sup> Esos trabajos complementarios, afirma, incluyen la construcción de una unidad de condensación de vapor en la refinería de Salamanca, un laboratorio para análisis químico en la refinería de Madero, infraestructura para la gestión de gasolinas residuales en la refinería de Tula, un sistema integrado de mezcla optimizada de gasolina en la refinería de Tula, un sistema integrado de mezcla optimizada de gasolina en la refinería de Cadereyta y dos turbogeneradores, uno en la refinería de Cadereyta y el otro en la refinería de Madero.

<sup>85</sup> Ibidem. Pág. 64.

<sup>86</sup> Ibidem. Pág. 63.

<sup>87</sup> Tipo de cambio = 19 pesos por dólar.

<sup>88</sup> Ibidem.

<sup>89</sup> Ibidem. Pág. 65.

<sup>90</sup> Ibidem. Pág. 117.



en azufre ha disminuido. Las inversiones federales se han enfocado en reducir pasivos y en la construcción de la refinería Olmeca, y la ejecución presupuestaria muestra desvíos, como lo ha demostrado la ASF, que podrían limitar la eficacia de sus estrategias de sostenibilidad. Con todo esto, Pemex está muy lejos de orientar e integrar su plan de negocios hacia estrategias de construcción de nuevos activos; y muy lento para lograr las inversiones en eficiencia energética que deriven en menores costos y mayor utilidad.

### 3) Riesgo de acceso a financiamiento para la transición energética:

La posibilidad y costo de acceso a financiamiento de Pemex está directamente relacionada con sus niveles de calificación crediticia. En febrero de 2024, la calificadora Moody's rebajó la calificación crediticia de Pemex en dos niveles, de B1 a B3. Además, los riesgos políticos y regulatorios, junto con mayor presión fiscal del gobierno federal por el déficit presupuestario que enfrenta, plantean riesgos importantes para el pago de obligaciones a los acreedores. Esta falta de certidumbre jurídica contamina el clima de inversión adverso en razón de las reformas constitucionales y legales que hoy se llevan a cabo en la esfera legislativa y política del país, que incrementan esta percepción negativa y complican su atractivo para financiar proyectos de transición energética. Cabe señalar que la rebaja de la calificación se produjo el mismo día en que el gobierno de México ordenó la expropiación de una planta de hidrógeno en una refinería de Pemex<sup>91</sup>, que había sido vendida a la empresa francesa Air Liquide, bajo la administración anterior, para prestar servicios a Pemex<sup>92</sup>.

La situación actual de cuentas por pagar de Pemex también enrarece la generación de confianza por parte de los inversionistas y financiadores. Al 31 de diciembre de 2023, la deuda con proveedores alcanzó 368.3 mil millones de pesos, un aumento del 30.5% respecto al año anterior. El prolongado plazo de pago, que pasó de 90 días a 170 días, refleja una gestión financiera problemática y una creciente dificultad para cumplir con los compromisos en tiempo y forma. Aunque Pemex, al 31 de diciembre de 2023, había pagado el saldo pendiente de 2022, solo había liquidado aproximadamente el 34.1% de la deuda de 2023 hasta marzo de 2024. Esta situación puede deteriorar la confianza

de los proveedores y socios comerciales, y afectar la capacidad de Pemex para negociar favorablemente y mantener relaciones sólidas con el sector privado.

Pemex enfrenta un desafío significativo para obtener financiamiento para la transición energética debido a las recientes degradaciones en sus calificaciones crediticias. En 2023, las agencias Fitch Ratings y Moody's Investor Service tomaron acciones adversas que reflejan preocupaciones sobre el desempeño operativo de Pemex y la disposición del Gobierno Mexicano para ofrecer apoyo adicional. Fitch rebajó la calificación de Pemex de BB- a B+ en julio, y Moody's cambió su perspectiva de estable a negativa en el mismo mes, citando un aumento en los riesgos crediticios debido a la falta de inversiones de capital y a la necesidad de abordar cuestiones ambientales y de gobernanza. Aunque Fitch más tarde retiró las calificaciones de la lista de observación negativa en diciembre, el 9 de febrero de 2024, Moody's degradó nuevamente la calificación de Pemex, exacerbando la incertidumbre sobre el apoyo futuro del gobierno y la estabilidad financiera de la empresa.<sup>93</sup>

A este panorama hay que añadir la capa de complejidad de la calificación de riesgo ASG, esto es, el riesgo financiero derivado de los impactos ambientales, sociales y de gobernanza de las actividades productivas de Pemex en el medio ambiente y en las comunidades con las que interactúa, así como su capacidad de organizarse para ofrecer seguridad a su capital en el ámbito humano, físico e intangible. En mayo 2024, Pemex fue la tercera compañía peor evaluada, entre 286 empresas del sector global petróleo y gas, según la calificadora Sustainalytics. De acuerdo con el ranking, Pemex registra un riesgo ASG equivalente a 57.8 puntos, clasificado como riesgo "severo" que la ubica en el lugar 291 de 307 compañías, es decir, entre las 20 compañías más riesgosas en esta dimensión ASG<sup>94</sup>.

Las degradaciones o calificaciones ASG severamente riesgosas pueden tener consecuencias adversas importantes para Pemex, particularmente si las calificaciones caen por debajo del grado de inversión. La capacidad de Pemex para acceder a los mercados financieros y el costo de su financiamiento podrían verse gravemente afectados, complicando el cumplimiento de sus obligaciones existentes y el acceso a nuevos financiamientos a precios competitivos.

<sup>91</sup> El 29 de diciembre de 2023, se publicó un decreto ejecutivo en el Diario Oficial de la Federación que declara de interés público el suministro de hidrógeno de la planta U-3400 en la refinería Miguel Hidalgo en Tula. Según el decreto, Pemex Transformación Industrial asumió temporalmente la operación de la planta y la compensación a los operadores anteriores, conforme a la ley.

<sup>92</sup> Reuters (2024). Moody's cuts indebted oil firm Pemex's rating by two notches to B3 <https://www.reuters.com/business/energy/moodys-cuts-indebted-oil-firm-pemex-rating-by-two-notches-b3-2024-02-10/>

<sup>93</sup> Pemex (2024). Reporte 20-F 2023. Pág. 131-132.

<sup>94</sup> Sustainalytics (2024). ESG Ratings. Petróleos Mexicanos. <https://www.sustainalytics.com/esg-rating/petr-leos-mexicanos-epe/1011424845>





## REFLEXIONES FINALES

Al analizar el sistema noruego y su empresa petrolera Equinor, observamos que es posible contar con empresas públicas fuertes—si bien con participación privada— que provean los recursos para garantizar los derechos de la ciudadanía en el presente y en el futuro. En otras palabras: con mejores prácticas y gobernanza, Pemex puede volver a ser una fuente sustancial de ingresos para el Gobierno mexicano.

Para aspirar a un modelo similar, es necesario que los ciudadanos y los tomadores de decisiones consideren las siguientes reflexiones:

- A pesar de que México y Noruega tienen reservas y producción de petróleo similares, los ingresos petroleros de Noruega han promediado 48,456 mdd de 2010 a 2023, mientras que los del gobierno mexicano han promediado 36,527 mdd.
- La superioridad de los ingresos petroleros en Noruega no sólo se debe a la buena gestión de Equinor, sino a la participación de empresas privadas, a altos impuestos corporativos y a un modelo de participación del Estado en las concesiones privadas. Si México aplicara un modelo similar, podría obtener mayores beneficios.
- Los bajos ingresos petroleros de México se deben a que Pemex, empresa altamente ineficiente, acapara el 95% de la producción.
- El buen desempeño del ecosistema noruego y las disposiciones institucionales, le han permitido al Estado construir un fondo alimentado de los ingresos petroleros que supera tres veces el tamaño de su PIB (1.6 billones de dólares). La reserva del Fondo Mexicano del Petróleo apenas representa el 0.6% del PIB (10,733 mdd) de México.
- Aunque Pemex está obligada al pago de ISR, su aportación en este gravamen es muy reducida ya que prácticamente no genera utilidades. Por su parte, el pago del DUC que se calcula sobre el precio de la extracción de hidrocarburos, permite pocas deducciones y limita la inversión en la empresa. Dicho de otro modo, con el esquema tributario actual pierde la empresa y por consiguiente también pierde el Estado. El cambio de gobierno abre la puerta a replantear este diseño de manera que el Estado tenga mayores rendimientos, y Pemex mayor margen financiero.
- Aunque los ingresos por ventas de Pemex y Equinor son muy similares, los costos operativos de Pemex son 32% superiores a los de su contraparte noruega. Lo anterior provoca que la rentabilidad operativa antes de impuestos de Pemex sea 80% menor a la rentabilidad de Equinor. Si Pemex reevaluara su estructura operativa, podría reducir costos.
- Pemex tiene el doble de plazas que Equinor y paga el doble por concepto de nómina y beneficios a los empleados. Sin embargo, la productividad por trabajador de Pemex es 44.4% menor a la de Equinor. Es decir, la estructura laboral de Pemex puede y debe reducirse. Lo anterior no pasará de un día para otro. Se debe invertir en nuevas tecnologías, apostar por la digitalización, establecer procesos de capacitación continua para los empleados, mejorar la cultura organizacional, entre otras acciones. Estos cambios requerirán, además, de una negociación política con el sindicato.
- La diferencia en rentabilidad también es producto de la distinta gobernanza: mientras que en la práctica la toma de decisiones de Pemex está en manos del Poder Ejecutivo, en Equinor existe un sistema de contrapesos formado por los accionistas privados y los trabajadores.
- La distinta gobernanza se refleja también en los perfiles que han dirigido a Pemex y a Equinor. En la empresa mexicana han destacado perfiles políticos, con objetivos alineados a los del Gobierno federal en turno, pero en la noruega perfiles técnicos con objetivos alineados a la eficiencia de la empresa.
- Equinor tiene como objetivo lograr emisiones netas cero para 2050, incluyendo las emisiones de sus procesos de producción (alcance 1 y 2) y de consumo final (alcance 3). Pemex establece como objetivo las emisiones netas cero para 2050, sólo para sus procesos productivos (alcance 1 y 2); y asegura que el principal objetivo es garantizar la autosuficiencia de combustibles de México.
- Para que Pemex pueda ser rentable y contribuir al gobierno, no sólo debe reducir sus costos operativos, sino realizar una reestructuración de sus pasivos y activos financieros, controlando la exposición cambiaria.
- La comparación entre Equinor y Pemex revela cómo las diferencias en los modelos de negocio afectan la gestión de riesgos y sostenibilidad. Aunque ambas compañías enfrentan riesgos similares, como la volatilidad del mercado energético y la presión para adoptar prácticas sostenibles, sus enfoques divergen significativamente.



- Equinor, con una estrategia de transición energética y una fuerte inversión en energías renovables, aborda estos riesgos de manera proactiva, expandiendo su oferta y adaptándose al futuro del sector. En contraste, Pemex, adopta una postura más reactiva y conservadora respecto de los desafíos que le plantea el cambio climático a su modelo de negocios.
- Por su propia naturaleza corporativa vinculada al sector petróleo y gas —altamente intensivo en carbono—, ambas compañías han sido calificadas por la agencia Sustainalytics como riesgosas en términos del estándar ASG. Sin embargo, Pemex registra un indicador de mayor gravedad al ubicarla dentro de las 20 empresas más contaminantes y dañinas del sector, lo que la expone un alto nivel de complejidad para enfrentar con efectividad los riesgos climáticos.

La comparativa con los mejores ejemplos internacionales nos permite vislumbrar que, a pesar de los enormes desafíos, es posible un mejor futuro para Pemex y para México.

Lamentablemente, las soluciones planteadas en la agenda pública hasta el momento van en el camino opuesto. Las propuestas de reforma constitucionales presentadas el 5 de febrero de 2024 —y que la nueva legislatura busca aprobar antes de que termine septiembre— prevén, por un lado, eliminar su estatus de Empresa Productiva del Estado así como su actuar basado en mejores prácticas internacionales. Por otro lado, proponen la eliminación de órganos reguladores, como la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Estos cambios nos alejarían de los modelos de empresas estatales que sí son rentables.

Pemex todavía tiene el potencial para ser una empresa rentable para contribuir de manera significativa a las finanzas públicas. Pero no lo logrará con el modelo de negocios y el esquema de gobernanza que se le quiere imponer. Es necesario que el ecosistema regulatorio favorezca la certeza jurídica para que las inversiones y alianzas estratégicas puedan darse en contextos de imparcialidad, eficiencia, transparencia y un constante ejercicio de rendición de cuentas.



# EPÍLOGO

Por Carlos Sales Sarrapy, profesor del Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM)<sup>95</sup>

## Diseño e Implementación del Plan de Acción de Pemex

Durante muchas décadas, el sector hidrocarburos en México ha sido un monopolio cerrado. Esto ha ocasionado que nuestro país se aísle de las mejores prácticas de inversión, técnicas, de operación y de administración que se han desarrollado en el mundo.

La experiencia de Equinor demuestra que las empresas estatales petroleras deben de realizar alianzas con el sector privado. Esto no significa la privatización total de Pemex, puesto que el Gobierno sería el accionista mayoritario. Es fundamental que las alianzas se lleven a cabo con empresas líderes mundiales que tengan la capacidad técnica, administrativa y los recursos para realizar de manera efectiva y eficiente los objetivos que se planteen en las alianzas.

Sin embargo, seleccionar un buen socio, de ninguna manera garantiza un buen resultado para Pemex y para el país. Resulta clave contar con un marco regulatorio adecuado, organismos reguladores fuertes y contratos bien diseñados que garanticen rentabilidad para el Estado mexicano y un correcto balance de riesgos. Sin ello, las asociaciones no serán benéficas para México. También se deberá otorgar a los terceros seguridad y certidumbre en el corto y largo plazos. Por lo tanto, es prioritario reforzar el marco regulatorio, fortalecer a los organismos reguladores y generar la capacidad de diseñar buenos contratos de asociación. El proceso de selección de alianzas y socios deberá ser abierto y competitivo. Asimismo, una vez celebradas las alianzas, es fundamental darles seguimiento a profundidad, de manera cotidiana y con transparencia.

## Lineamientos Generales para el Plan de Acción de Pemex

En principio, las tres líneas prioritarias de acción, que deben centrarse en la generación de eficiencia y productividad, son exploración y extracción, logística y refinación.

1. En exploración y extracción se deben buscar alianzas con empresas nacionales o extranjeras que tengan experiencia y capital para desarrollar rentablemente campos existentes y nuevos. Esto debe ocurrir tanto con las asignaciones que actualmente tiene Pemex como con los campos que en el futuro se le pudieran asignar.
2. En la parte de logística, conviene definir aquella infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos que podría ser utilizada por diversos usuarios y no sólo por Pemex. Esta infraestructura habría que segregarla en una empresa pública autónoma que otorgue acceso abierto y en condiciones competitivas a los distintos agentes públicos y privados.
3. El segmento de refinación ha sido durante muchas décadas el “hoyo negro” de las finanzas de Pemex que genera pérdidas multimillonarias. Para aumentar la productividad de las refinerías convendría que Pemex se asocie con operadores internacionales de primer nivel o venderlas.

## Acciones transversales

Es fundamental fortalecer la gobernanza de Pemex: incluyendo la planeación de largo plazo, incentivos para la toma de decisiones correctas, y capacidad y empeño en la ejecución de decisiones, así como en la operación cotidiana de la empresa. Esto abarca tanto a los órganos de gobierno como a los funcionarios y empleados de la empresa.

Es clave contar, como miembros de los órganos de gobierno de Pemex, a funcionarios capaces, honestos y con experiencia en administración de empresas y en la industria petrolera. Habrá que contar con personas que hayan tenido experiencia en el extranjero en empresas petroleras de clase mundial.

No es suficiente contar con las personas adecuadas. Deben tener incentivos fuertes y suficientes. Los cambios que se requieren en Pemex son de gran profundidad, exigen gran capacidad, dedicación y esfuerzo, además de que enfrentarán la oposición de múltiples intereses creados.

<sup>95</sup> Agradecemos al profesor Carlos Sales Sarrapy por la aportación de este apartado.



Por lo tanto, la responsabilidad fiduciaria de funcionarios y miembros de órganos de gobierno no es suficiente. Deberán contar con incentivos económicos que promuevan y justifiquen la capacidad, el esfuerzo y la experiencia que requieren estos cambios. Asimismo, los esquemas de compensación deberán ser competitivos a nivel internacional.

## Malas Ideas

En los medios de comunicación, con frecuencia se presentan propuestas respecto a medidas a tomar en Pemex. Varias de ellas, lejos de contribuir a solucionar su problemática, la agravarían. A continuación, mencionamos algunas de ellas:

1. **Reducción de gravámenes.** Durante la actual administración, el principal gravamen que paga Pemex al Estado que es el DUC (Derecho sobre Utilidad Compartida) se ha reducido sustancialmente de 65% a 30%. El DUC está diseñado para que el Estado reciba la renta petrolera que no es propiedad de Pemex sino de todos los mexicanos. Una opción es incrementar la tasa del DUC, y al mismo tiempo incrementar el monto deducible por inversiones, para incentivar este gasto. Sólo el 43% de la inversión física de Pemex entre 2019 y 2023 fue deducible.
2. **Otorgar autonomía presupuestal y financiera.** Mientras no se realice una corrección de fondo en la operación, prácticas administrativas y gobernanza de Pemex no conviene otorgarle autonomía financiera y presupuestal. Hacerlo en las circunstancias actuales solamente generaría mayor ineficiencia y desperdicio de recursos.
3. **Asunción de Deuda por parte del Gobierno Federal.** De facto, el Gobierno Federal ha asumido la deuda nueva de Pemex en el sentido de que le ha otorgado aportaciones de capital que le permiten cubrir parcialmente su déficit financiero. Los problemas de endeudamiento de Pemex no son la causa de su débil situación financiera sino la consecuencia su mala operación y administración. Es necesario, como se ha mencionado antes, corregir primero los problemas fundamentales de Pemex y entonces atender los temas financieros.
4. **Cambios incrementales.** Cambios menores que con frecuencia se mencionan en los medios de comunicación como podrían ser: modificar la dieta de las refinerías, que Pemex controle algunas instalaciones dentro de las refinerías (como la planta de hidrógeno de Tula), incorporar a miembros del sindicato en el Consejo de administración, hacer modificaciones menores en los requisitos para ser miembro de los órganos de gobierno de Pemex, plantas para separación o secuestro de gases, almacenamiento en cuevas, aumentos marginales en la capacidad de la infraestructura de transporte y distribución, entre otros; no tendrán mayor impacto sobre la operación y las finanzas de Pemex. Se requieren cambios profundos.
5. **Transformación de Pemex en empresa de energías limpias.** Es muy importante que México transite hacia energías limpias. Esto debe hacerse en empresas (públicas o privadas) diferentes a Pemex. Pemex tiene demasiados temas por atender y no sería una estrategia efectiva sumarle responsabilidades de transición a energías limpias. El esfuerzo de Pemex en el tema ambiental debe centrarse en que sus propias operaciones reduzcan su contribución a la generación de gases de efecto invernadero.
6. **Órganos reguladores.** Las propuestas para fusionar o desaparecer la CRE y la CNH son contrarias a lo que se necesita para fortalecer a Pemex. Como se comentó antes, es importante que Pemex realice alianzas con empresas internacionales que cuenten con experiencia, capacidad técnica y recursos financieros para desarrollar eficiente y rentablemente proyectos en el sector hidrocarburos. Ello requiere un marco regulatorio claro y fuerte que sea adecuadamente implementado y supervisado por los órganos reguladores. Esto es para que el Estado mexicano efectivamente se beneficie de las alianzas y que las empresas privadas cuenten con certidumbre de corto y largo plazos. Asimismo, el propio Pemex debe estar sujeto a la regulación del sector.
7. **Mantener a la CRE y la CNH como órganos separados e independientes técnicamente.** Si bien ambos se refieren al sector hidrocarburos, regulan materias diferentes. La CNH se enfoca principalmente en lograr que el Estado reciba la máxima renta petrolera de la manera y que los recursos (reservas) se exploren y se administren de la manera más eficiente y más transparente posible. Por su parte, las responsabilidades de la CRE se refieren esencialmente a la regulación de temas de redes y aprovechamiento de economías de escala para promover la eficiencia y la competencia económica en el sector. Asimismo, la CRE tiene responsabilidades importantes en el sector eléctrico que, en un marco de transición energética, resultan vitales para la seguridad energética del país.



## CRÉDITOS

**Mariana Campos**

Directora de México Evalúa

**Jorge Cano**Coordinador del Programa de Gasto Público  
y Rendición de Cuentas**Ana Lilia Moreno**

Coordinadora del programa de Competencia y Regulación

**Carlos Vázquez**

Investigador del programa de Gasto Público y Rendición de Cuentas

**Epílogo por Carlos Sales Sarrapy**Profesor del Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM)  
a quien agradecemos también su revisión del documento.**Felipe Soto**

Editor

**Miguel Cedillo**

Editor gráfico

Agradecemos la participación de Salvador Sánchez, maestro en ciencias económicas por la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM).

**La información y los puntos de vista contenidos en esta publicación son responsabilidad exclusiva de México Evalúa A.C., Centro de Análisis de Políticas Públicas, así como de sus autores.**

**D.R. 2024, México Evalúa, Centro de Análisis de Políticas Públicas**

Jaime Balmes No. 11, Edificio D, 2o. piso, Col. Los Morales Polanco,  
11510, Ciudad de México T. +52 (55) 5985 0254



@mexevalua



/mexicoevalua



mexico-evalua



/mexeval



**México Evalúa**

**[mexicoevalua.org](http://mexicoevalua.org)**