México Evalúa

NÚMEROS DE ERARIO
#PaqueteEconómico
2027




# Pemex:

## ¿cuánto se estima que vale más exportar que refinar?

Según nuestros estimados, **cada 100 mil barriles diarios de capacidad de refinación que se retiren por no cubrir su costo, y exportar el crudo que se libera, daría a Petróleos Mexicanos (Pemex) alrededor de 7.9 mil millones de pesos (mmdp) adicionales al año**. Es una unidad escalable a la decisión que se quiera tomar, y es la estimación más pertinente para el corto plazo. Supone dejar de procesar barriles que valen más exportados y evitar los costos fijos de la capacidad que los procesaba. No implica abandonar la refinación, sino que la capacidad que permanezca cubra su costo.

La base de ese cálculo es que, **por cada barril que refina en lugar de exportarlo, estimamos que Pemex deja de ganar alrededor de 21 dólares.** Se trata de una renta no capturada que sumó 153 mmdp en 2025 y que, con los supuestos del Paquete Económico 2027, sería de 137 mmdp en 2027.

Ese costo de oportunidad podría recuperarse por dos vías: que el Sistema Nacional de Refinación alcance el rendimiento y la utilización de una refinería de referencia —usamos Deer Park, propiedad de la propia Pemex—, o que se deje de refinar el crudo que vale más exportado y se retire la capacidad correspondiente. Estamos conscientes de que cualquiera de los dos escenarios por ahora es poco factible. Sin embargo, **cualquier fracción de ese monto que se recupere en la práctica es una ganancia proporcional a cuánto se cierre cada brecha.**

Aun así, la recuperación de los 137 mmdp representaría más que toda la renta petrolera neta que le quedaría al Gobierno federal en 2027, 1.7 veces la transferencia que el propio paquete asigna a Pemex y cerca de 35% del incremento en el balance primario que se necesitaría para estabilizar la deuda pública.

**La urgencia de capturar una parte de ese costo de oportunidad proviene de que México está a un escalón de perder el grado de inversión.** Para las calificadoras las transferencias a Pemex constituyen uno de los diversos factores fiscales observados con los que emiten su dictamen. En este sentido, pesa más el tamaño del apoyo que Pemex requiere del presupuesto —y si existe una ruta creíble para reducirlo— que su utilidad contable.

No obstante, incluso la ruta acotada enfrenta una restricción de información. En los informes auditados para esta investigación Pemex no especifica cuánto le cuesta refinar un barril, ni en total ni por refinería. Tampoco encontramos esa información en otros informes de la petrolera ni en el Paquete Económico 2027. **Sin ese dato, la ciudadanía no puede verificar qué activos crean valor y cuáles lo disminuyen.** Que la empresa lo publique sería una medida de transparencia que no compromete ninguna estrategia. No obliga a refinar menos ni a exportar más, sólo permite poner precio a cada opción. Es, además, lo que exige el mandato de eficiencia del artículo 134 de la Constitución.

# 01 · Problema público

El artículo 134 de la Constitución ordena que los recursos económicos de que disponga la Federación «se administrarán con eficiencia, eficacia, economía, transparencia y honradez para satisfacer los objetivos a los que estén destinados». Petróleos Mexicanos (Pemex) es una empresa pública del Estado y las transferencias que recibe son recursos federales, de modo que ese mandato alcanza tanto al apoyo presupuestario que se le entrega como al uso de los activos públicos que administra. Preguntar si un barril genera más valor refinado o exportado es, en ese sentido, una pregunta sobre el cumplimiento de ese mandato.

Pemex reporta un margen de refinación positivo[1] y ese dato suele citarse como evidencia a favor de la estrategia de soberanía energética que guía la política sectorial. Sin embargo, ese margen es una medida bruta. No se le descuenta plenamente el costo de mantener instalada una capacidad que opera por debajo de su potencial ni permite observar el valor que se sacrifica al destinar un barril a refinación en lugar de venderlo en el mercado internacional. Por ello, que el margen sea positivo no significa necesariamente que refinar sea la alternativa de mayor valor. La pregunta relevante es **cuánto se deja de ganar al elegir refinación frente a exportación**.

Ese costo de oportunidad no aparece en los estados financieros de Pemex. Al ser una renta que no se materializa, permanece invisible en la contabilidad. Sus consecuencias, sin embargo, sí pueden trasladarse a las finanzas públicas, en la medida en que una menor rentabilidad de Pemex reduce los recursos disponibles para el Gobierno federal y aumenta la necesidad de apoyos presupuestarios a la empresa.

La brecha entre refinar y exportar no depende únicamente del precio internacional del crudo. Cuando éste aumenta, normalmente también se encarecen la gasolina y el diésel. Lo que determina el resultado relativo son, sobre todo, **los márgenes de refinación, el rendimiento del barril procesado y la utilización de las plantas**[2]. Con la metodología que aquí se aplica, comparable entre 2022 y 2025, la renta operativa de refinar resultaría positiva en todos esos años. Sin embargo, esa utilidad de Pemex no descuenta el Derecho Petrolero para el Bienestar (DPB), el costo financiero, el pago de pensiones, la pérdida cambiaria ni las depreciaciones. Por eso, aunque la renta de refinar sea positiva, la empresa pública del Estado mantiene pérdidas en su balance total.

La relevancia fiscal de esta discusión aumenta en el Paquete Económico 2027. Los ingresos petroleros se reducen a 2.5% del producto interno bruto (PIB), su nivel más bajo desde 2020, mientras que la proporción de esa renta que corresponde al Gobierno federal cae a 20%, la menor en 27 años. De los 211 mmdp que recibe la Federación, 81 mmdp se transfieren nueva-

1 Por lo menos desde 2014 Pemex ha reportado un margen de refinación positivo en sus reportes 20-F, aunque en algunos años como en 2018 el margen positivo fue de menos de un dólar.

2 La utilización es el ratio entre el crudo que efectivamente procesan las plantas, y la capacidad instalada de refinación —no así entre la plataforma de producción de crudo, que es lo que se extrae del subsuelo—. El rendimiento es qué sale del barril: cuánta gasolina y diésel frente a cuánto combustóleo y coque y, por tanto, cuánto vale la canasta de productos comparada con el crudo que entró. Una refinería puede estar llena y rendir mal, o rendir bien y estar medio vacía. El costo de oportunidad que mide esta nota se reparte casi por mitades entre ambas.

mente a Pemex, por lo que la renta petrolera neta disponible para financiar el gasto público se reduce a 130 mmdp.

En este contexto, **mejorar la rentabilidad de Pemex no es sólo un problema empresarial o energético: es también un problema de espacio fiscal**. Cuando las finanzas públicas requieren consolidación y los márgenes para reducir gasto son estrechos, identificar dónde Pemex crea valor y dónde lo erosiona se vuelve una condición necesaria para asignar mejor los recursos públicos.

El justo equilibrio entre refinar y exportar es una de varias palancas para mejorar la situación financiera de Pemex, y no necesariamente la mayor. La productividad de la extracción, el costo de la deuda, la gestión de proveedores y los esquemas de participación del sector privado en exploración, producción e infraestructura pueden tener efectos comparables o mayores. Esta nota se concentra en una sola de esas palancas porque es la que puede estimarse con la información pública auditada que se recabó para este trabajo, no porque sea la única ni la más importante. Además, evalúa exclusivamente la eficiencia financiera y no la balanza comercial ni la seguridad energética.

## 02 · Preguntas de investigación

- *Con base en los supuestos planteados, ¿cuánto deja de ganar Pemex por cada barril que refina en lugar de exportar?*

- *¿Qué parte de ese costo de oportunidad es capacidad ociosa y qué parte es falta de rendimiento de los activos fijos de la petrolera?*

- *¿Cuánto valdría, con los supuestos del propio Paquete Económico 2027, retirar capacidad de refinación para exportar el crudo que se liberaría con ello?*

- *¿El Paquete Económico 2027 financia la inversión que corregiría la causa del problema público, o sólo paga la consecuencia por la vía de las transferencias?*

## 03 · Cómo se calcula el costo de oportunidad

El cálculo compara dos caminos para el mismo barril, con cifras de 2025.

### El camino de exportar

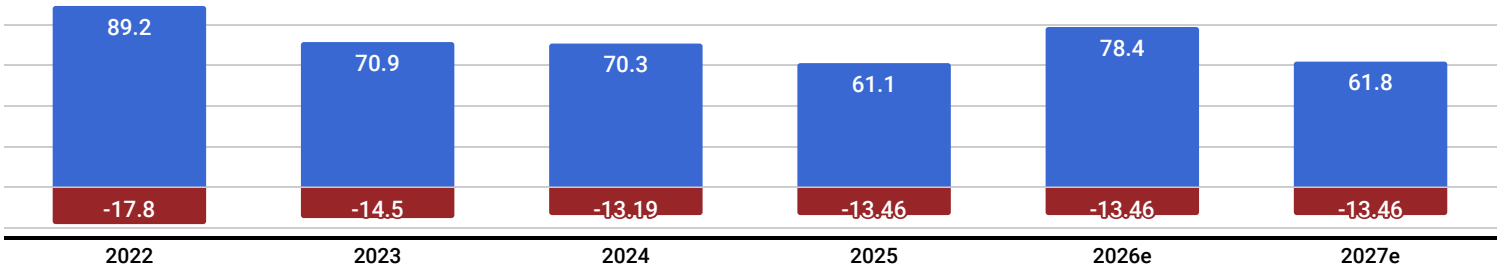
Sacar un barril del subsuelo costó a Pemex 13.5 dólares en 2025. Venderlo al exterior le dejó 61.1 dólares, que es el precio promedio al que efectivamente colocó su crudo ese año[3]. La resta es la **renta por exportar**: 47.7

3 Es el promedio ponderado realizado de exportación del año que reporta el 20-F, no el precio al 31 de diciembre que aparece en las notas a los estados financieros. Usar el de cierre subestimaba el precio de 2025 en 7.5 USD/b.

## La renta por exportar crudo

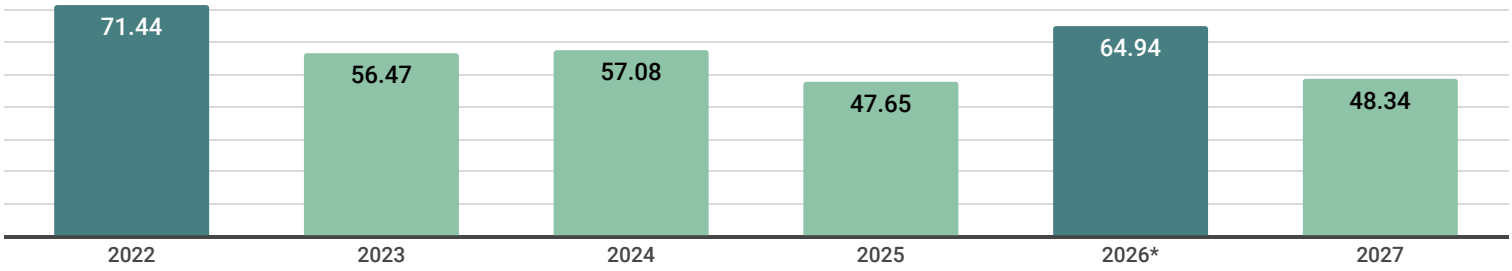
**Pemex obtuvo una renta por exportar crudo de entre 71.4 a 47.7 dólares por barril (USD/b) entre 2022 y 2025. Para 2027 se estima sea de 48.4 USD/b.**

Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación vs. costo de producción del crudo (USD/b)




Precio MME  Costo producción crudo

Renta por exportar crudo (USD/b)




Elaborado por México Evalúa con información del informe 20 F de Pemex presentado a la Securities and Exchange Comission de EU (SEC) y CGPE de 2027.
* Para 2026 se suponen costos de producción iguales a los observados en 2025.

dólares por barril (USD/b) es lo que gana Pemex por el simple hecho de extraer y vender. Ambas cifras —costo unitario de producción y precio promedio realizado de exportación de crudo— provienen del documento *20-F 2025* que Pemex presentó ante la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos (SEC, por sus siglas al inglés) y no se encuentran en los reportes trimestrales.

## El camino de refinar

De cada barril de crudo que procesó en 2025 el Sistema Nacional de Refinación (SNR) de Pemex salieron, en números redondos, 0.35 barriles de gasolina, 0.22 de diésel, 0.21 de combustóleo, 0.04 de turbosina y el resto entre coque, asfaltos, gas de refinería y otros productos.

A cada producto se le pone su precio de mercado en puerta de refinería —que no es el precio al que Pemex lo vende en México, que incluye logística y margen de comercialización— y a éste se suman las contribuciones[4]. Así se llega al valor de lo que sale de cada barril de crudo:

4 El combustóleo del SNR se valúa al precio realizado de las exportaciones de combustóleo de Pemex, no al de un producto parecido de otra refinería. La regla completa de selección de precios está en el anexo, apartado A.

### *Qué sale de cada barril de crudo que procesa el SNR y cuánto vale, 2025*

| Producto | Producción (mbd) | Rendimiento (% del total) | Precio (USD/b) | Aporta al valor del barril (USD) | Valor anual (mmdp) |
|---|---|---|---|---|---|
| Gasolina | 355.6 | 34.8% | 78.10 | 27.4 | 194.6 |
| Diésel | 227.7 | 22.3% | 87.67 | 19.7 | 139.9 |
| Combustóleo | 208.2 | 20.4% | 53.31 | 10.9 | 77.8 |
| Coque y otros productos | 90.4 | 8.8% | 8.97 | 0.8 | 5.7 |
| Gas de refinería | 68.1 | 6.7% | 22.41 | 1.5 | 10.7 |
| Turbosina | 43.2 | 4.2% | 89.97 | 3.8 | 27.2 |
| LPG | 15.8 | 1.5% | 34.01 | 0.5 | 3.8 |
| Asfaltos | 12.9 | 1.3% | 69.21 | 0.9 | 6.3 |
| Lubricantes y parafinas | 0.2 | 0.0% | 69.21 | 0.0 | 0.1 |
| **TOTAL** | **1,022.1*** | **100.0%** | **—** | **65.6** | **466.0** |

¿Cómo se llega a los 65.6 dólares? El SNR reportó una producción de crudo de ***1,013.8 mbd***. Primero se obtiene cuántos barriles de cada producto salen por barril de crudo procesado. Para la gasolina, 355.6 ÷ 1,013.8 = 0.351 barriles. Ese cociente se multiplica por el precio en puerta de refinería: 0.351 × 78.10 = 27.4 dólares. La suma de los nueve renglones de esa columna es el valor de los refinados por barril de crudo, 65.6 dólares, que es la cifra que entra al cálculo del diferencial. Dicho de otro modo, ese cociente es el rendimiento: los barriles que se obtienen de cada producto divididos entre los barriles de crudo que entraron. No confundir los dos volúmenes: los 1,013.8 mbd son el crudo que entró al SNR, mientras que los 1,022.1 mbd de la tabla anterior son los petrolíferos que salieron.

****Nota:*** Existe una ganancia volumétrica en el proceso de refinación, por ello la cifra total de refinados es mayor a la cifra original de crudo sin refinar. Esto se debe a que al refinar se rompen moléculas pesadas y densas en moléculas ligeras que ocupan más espacio. Asimismo, se ocupan insumos distintos al crudo que aumentan el volumen final.

Está a la vista dónde se pierde el valor. La gasolina y el diésel valen más que el crudo —78 y 88 dólares contra 61— y por eso aportan 47 de los 65.6 dólares. El **combustóleo, en cambio, vale menos que el crudo del que salió**: 53 dólares contra 61. Cada barril que se convierte en combustóleo reduce en gran medida el valor respecto de simplemente haberlo exportado, y no es un producto marginal: es la quinta parte de lo que sale del sistema. El coque y los otros productos de bajo valor, que son otra décima parte del barril, aportan menos de un dólar.

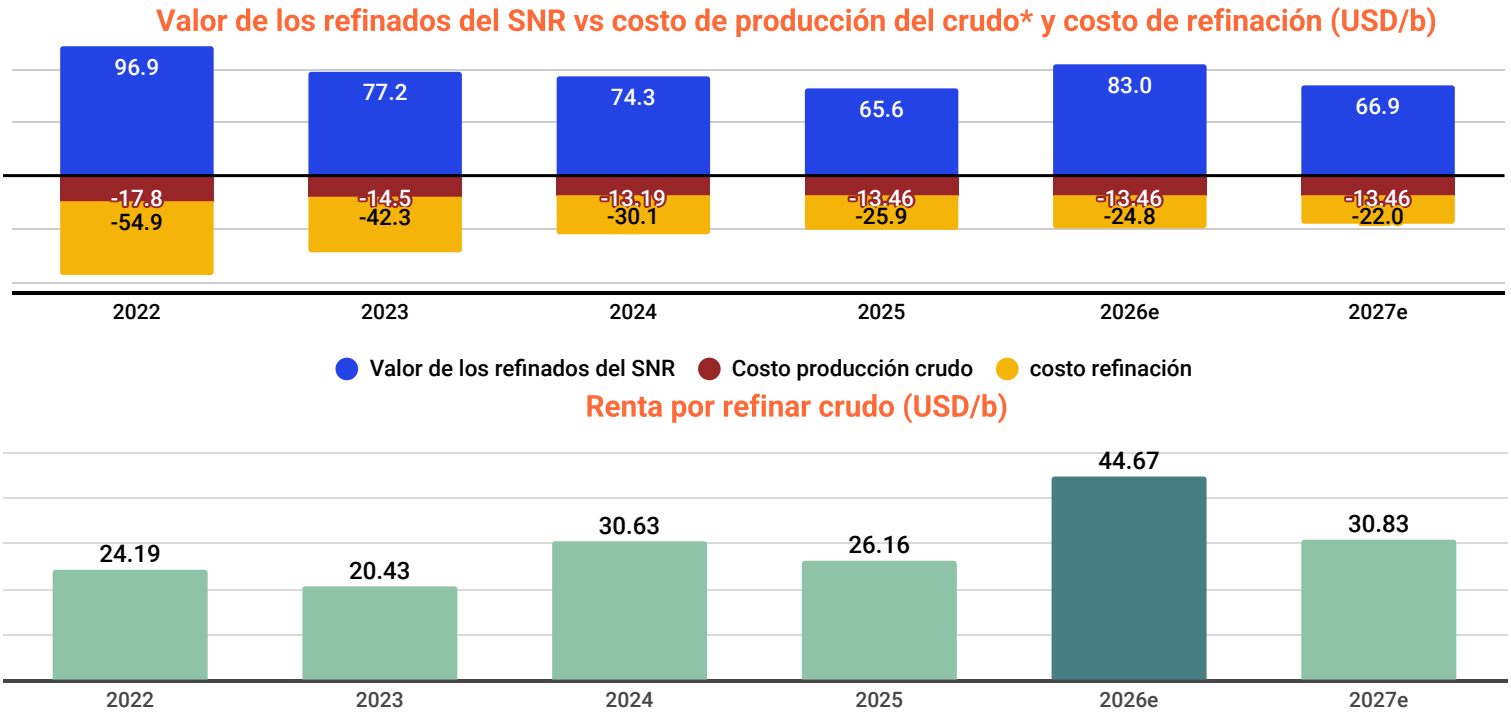
A esos 65.6 USD/b hay que restarle, primero, el mismo costo de producir el crudo, 13.5 dólares. Segundo, lo que cuesta refinarlo: 26.0 USD/b[5]. Ese costo no se registra, al menos, en los documentos oficiales que se consultaron para este estudio. Debido a ello, se estima con una refinería de referencia y se ajusta por la capacidad que el sistema no usa. Los apartados B y C del anexo explican cómo se obtiene y por qué la capacidad ociosa encarece cada barril procesado. La resta es la **renta por refinar**: 26.2 USD/b. Esos 26.0 dólares son una estimación y no una cifra reportada, y de ella dependen tanto la renta por refinar como el costo de oportunidad anual en pesos.

La renta es positiva debido a que sólo contempla los gastos de operación de refinar. No se descuentan el costo financiero, la pérdida cambiaria, los deterioros de activos ni el DPB. Por eso pueden ser positivas en un año en que Pemex reporta pérdida neta.

5 El costo de refinación es lo que debería costar refinar bien según el mercado, no lo que le cuesta a Pemex, pues en la elaboración de este trabajo no se encontró documento donde el dato se desglose. El anexo, apartado B, explica cómo se obtiene y por qué el resultado es consistente con el *crack spread* 3:2:1 que es la convención o práctica común de cálculo en la industria petrolera.

## La renta por refinar crudo

Pemex obtuvo, entre 2022 y 2025, una renta por refinar crudo de entre 20.4 y 30.6 USD/b. Para 2027 se estima en 30.8 USD/b.







Elaborado por México Evalúa con información del informe 20 F de Pemex presentado a la Securities and Exchange Comission de EU (SEC) y CGPE de 2027. Estimación propia sobre el costo de refinación y valor de los refinados para 2026 y 2027. "Se descuenta el costo de producción del crudo para hacer esta renta comparable con la de exportación.

Ese costo de 26.0 USD/b descansa en el dato reportado del 20-F de 2025 de la utilización de 77% de la refinería de referencia (Deer Park). Si se calculara con un escenario cercano a la eficiencia plena (97%), el costo de refinar en el SNR en 2025 subiría de 26.0 a 32.8 USD/b y la renta por refinar caería de 26.2 a 19.3 USD/b. Esto se debe a que, bajo el supuesto que asume el modelo, el margen de Deer Park no son sus utilidades, sino lo que el mercado paga por sostener su capacidad. Ese margen se cobra por barril procesado, mientras que el costo es por barril de capacidad instalada. Esto significa que suponer a Deer Park casi llena (97%) no la describe como una refinería mejor, sino como un activo con un costo total más alto, que después se reparte entre los barriles que el SNR sí procesa. (El apartado C del anexo presenta el ejercicio completo y explica por qué se conserva el supuesto de 77% que arroja la cifra menor.)

### Por qué no basta con leer la contabilidad de Pemex

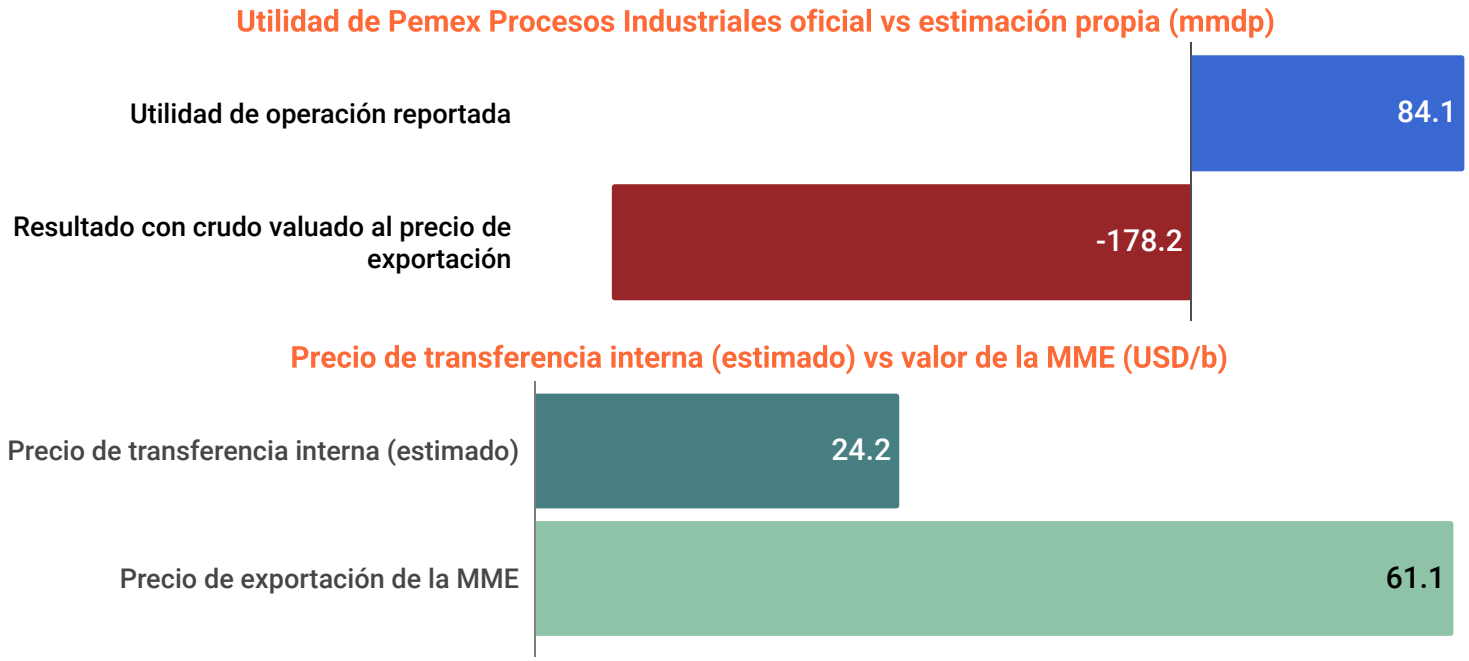
Si lo que se quiere saber es cuánto cuesta refinar, ¿por qué no tomar simplemente lo que Pemex reporta? La respuesta es que las cifras reportadas no son los costos reales de mercado, sino un subsidio contable interno entre los segmentos de la propia empresa. Este uso de precios de transferencia entre segmentos de una misma entidad corporativa es una práctica contable estándar en la industria energética internacional. Esta discrepancia, que no es una inconsistencia contable, proviene de la metodología elegida por el estudio: contrastar los registros de costos internos de Pemex frente al

costo de oportunidad del mercado internacional. Así, en 2025, el segmento de Procesos Industriales —que abarca la refinación— reportó una utilidad de operación positiva de 84 mmdp. Sin embargo, el segmento de Exploración y Producción no le vendió el crudo a precio de mercado, sino que se lo transfirió a un precio interno. De este modo, los 171.8 mmdp que el 20-F registra como transferencia de bienes entre segmentos, repartidos entre los 370 millones de barriles que procesó el sistema, equivalen a 24.2 USD/b. Ese mismo barril se exportó, en promedio, a 61.1 USD/b[6]. El crudo entra a los libros de la refinación con un descuento de 60% frente a su valor de mercado, y con ese descuento se vuelve más factible que la operación sea rentable.

En cambio, si el crudo se valúa al precio al que Pemex efectivamente lo vende afuera, la utilidad de operación se convierte en una **pérdida de alrededor de 178 mmdp** para el segmento de Procesos Industriales.

## Pemex Procesos Industriales recibe crudo barato

Pemex Procesos Industriales (segmento encargado de la refinación de combustibles) tuvo en 2025 una utilidad de 84.1 mmdp debido a que recibió el crudo a 24.2 USD/b (60% debajo del precio de la MME)*. De haber comprado el crudo a precio de mercado, habría tenido una pérdida de 178 mmdp.




Elaborado por México Evalúa con información del informe 20 F de Pemex presentado a la Securities and Exchange Commission de EU (SEC) y CGPE de 2027.
* Estimación propia a partir del volumen de crudo refinado en 2025.

### El diferencial: lo que se deja de ganar por refinar

La resta de las dos rentas es el diferencial: **47.7 dólares por exportar un barril – 26.2 dólares por refinarlo = 21.5 dólares que se dejaron de ganar por cada barril en 2025.**

6 Pemex, 20-F 2025, Nota 6 (información por segmentos). La transferencia de bienes entre segmentos del segmento Procesos Industriales fue de 171.8 mmdp frente a 370 millones de barriles de crudo procesado.

Esa cifra no es dinero que Pemex haya desembolsado ni un quebranto que aparezca en sus estados financieros: es **ganancia potencial que se queda sobre la mesa**. Por cada barril que entró a una refinería en 2025, se estima que la empresa obtuvo 21.5 dólares menos de los que habría obtenido vendiendo ese mismo barril como crudo en el mercado internacional. Los dos caminos (exportar o refinar) estaban disponibles para el mismo barril, y el que se tomó rindió menos. Multiplicado por el millón de barriles diarios que procesó el sistema, y de acuerdo a nuestro modelo, **estimamos un costo de oportunidad de 153 mmdp en el año**. No es dinero que esté en algún lado; es valor que no se crea. La cifra sirve para poner precio a una decisión de política pública.

Si tomamos el escenario máximo del costo de refinación, mencionado previamente, el diferencial pasaría de 21.5 a 28.3 USD/b y el costo de oportunidad anual de 153 a 201 mmdp, pero no es nuestro escenario central (como se detalla en el Anexo C).

Vale la pena destacar que en este análisis se realizaron cinco estimaciones, las cuales se resumen el siguiente cuadro. El modelo central está basado en la refinería de referencia Deer Park. Tres rutas más derivan el costo de la contabilidad del segmento Procesos Industriales del 20-F según qué proporción de sus costos se atribuya a la refinación. Por último, un escenario que evalúa la refinería de referencia casi a plena carga. Ninguna de las cinco estimaciones que presentamos arroja un resultado favorable a la refinación.

***Estimaciones del costo de refinación, el diferencial y el costo de oportunidad, según método***

| USD/b, 2025 | Refinería de referencia (Deer Park) | Ruta contable 70% | Ruta contable 80% | Ruta contable 90% | Referencia al 97% |
|---|---|---|---|---|---|
| Costo de refinación | 26.0 | 25.9 | 29.6 | 33.3 | 32.8 |
| Diferencial por barril | 21.5 | 21.4 | 25.1 | 28.8 | 28.3 |
| Costo de oportunidad anual (mmdp) | 153 | 152 | 179 | 205 | 201 |

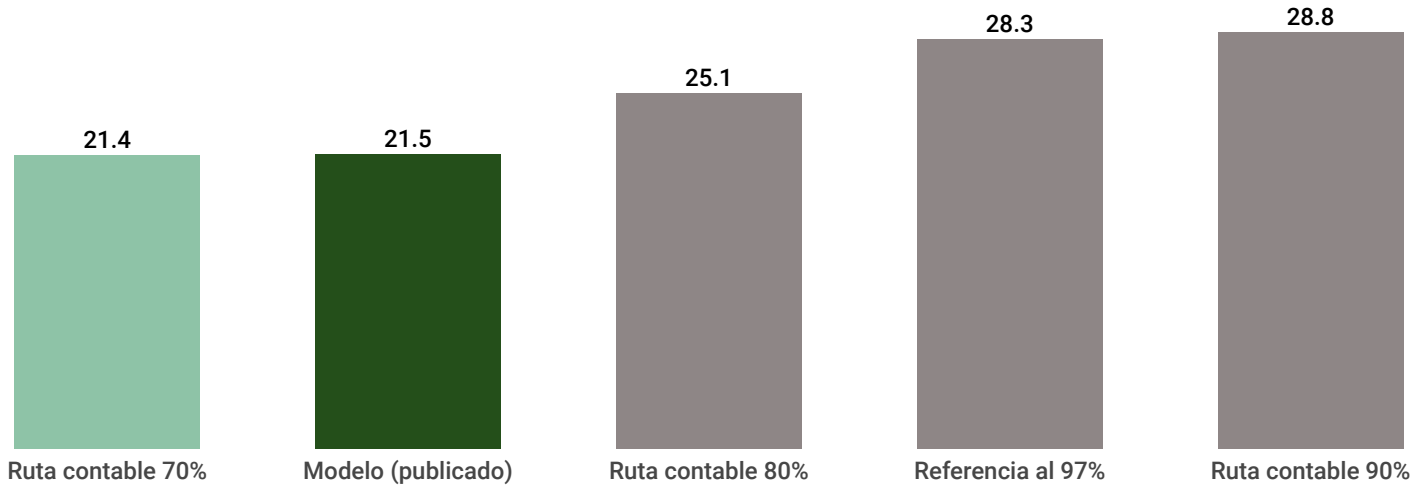
*Cinco estimaciones del costo de refinar y del costo de oportunidad, 2025. Modelo central: refinería de referencia evaluada a su utilización observada. Rutas contables: costos del segmento Procesos Industriales del 20-F entre el crudo procesado, según la proporción atribuida a refinación. Referencia al 97%: refinería de referencia evaluada casi a plena carga. Los apartados C y E del anexo desarrollan cada ruta.*

Dos lecturas del cuadro. La primera es que el modelo central y la ruta contable más conservadora coinciden casi exactamente —26.0 y 25.9 dólares por barril— pese a construirse con información independiente: una lee el costo del mercado y la otra los libros de Pemex. La segunda es que todas las demás estimaciones son mayores: hasta 205 mmdp de renta petrolera no capturada.

## Escenarios alternativos sobre costos de oportunidad en la rentabilidad de Pemex

Cinco formas distintas de medirlo dan el mismo veredicto: refinar implica un costo de oportunidad para Pemex. Por cada barril refinado, éstas van de 21.4 USD/b hasta 28.9 USD/b.

**Costo de oportunidad en rentabilidad por diferencial de la renta de exportar vs refinar crudo. Distintos métodos de estimación (USD/b, 2025)**




Elaborado por México Evalúa con información del informe 20 F de Pemex presentado a la Securities and Exchange Comission de EU (SEC) y CGPE de 2027. **Modelo (publicado)**, 21.5.Infiere el costo de refinar con una refinería de referencia —Deer Park, auditada—, descontando el margen que aportan sus insumos distintos del crudo y evaluándola a su utilización observada, no a plena carga. **Rutas contables (70%, 80% y 90%)**, 21.5 a 28.9.No usan refinería de referencia: toman los costos del segmento Procesos Industriales de la Nota 6 del 20-F, restan las compras de refinados importados —que son reventa, no refinación— y dividen entre el crudo procesado. Como el segmento incluye gas y petroquímica, cada porcentaje es un supuesto de cuánto del costo corresponde a refinación. **Referencia al 97%**, 28.3. El modelo publicado estricto, donde se supone que la refinería de referencia opera casi llena, lo que implica un costo fijo unitario mayor y por tanto un costo de refinación mayor para el SNR.

El margen de refinación de Pemex es positivo porque sus refinerías venden los productos por más de lo que cuestan la energía y los químicos que consumieron. Lo que ese margen no dice es que el barril valía más antes de entrar a la refinería que después de salir de ella. Al ser una renta potencial, el costo de la decisión sólo se vuelve visible si se compara contra la alternativa.

Por otro lado, un precio del crudo más alto no hace, por sí solo, más rentable exportar. Cuando sube el precio del petróleo también suben los precios de la gasolina y el diésel. Lo que cambia son los márgenes de refinación (qué tan valiosa es la canasta de productos que sale de la refinería) y la utilización de las plantas (qué tan llena está esa refinería en su capacidad de procesamiento). Ambas variables dependen más de decisiones de inversión y de operación, y menos del mercado internacional.

### *El barril de 2025, paso a paso*

| Concepto | USD/b | De dónde sale |
|---|---|---|
| Costo de producir el barril | 13.5 | 20-F 2025, costo unitario |
| Precio de exportación | 61.1 | Promedio ponderado realizado |
| **RENTA POR EXPORTAR** | **47.7** | **Precio – costo de producción** |
| Valor de los refinados por barril de crudo | 65.6 | Producción del SNR a precios de mercado |
| Costo de refinación | 26.0 | Anexo, apartados B y C |
| **RENTA POR REFINAR** | **26.2** | **Valor – costo de producción – costo de refinación** |
| **DIFERENCIAL** | **21.5** | **Renta por exportar – renta por refinar** |

## 04 · Análisis de resultados

**Entre 2022 y 2025 (años en que la información permite un cálculo comparable), el equipo de investigación no identificó un sólo ejercicio en el que refinar le haya rendido a Pemex más que exportar**. Sumadas, las rentas que se dejaron sobre la mesa entre 2022 y 2025 equivalen a unos 41 mil millones de dólares (mmdd): alrededor de 780 mmdp a valor real cada año.

**En 2022 el costo de oportunidad fue el más alto.** El diferencial llegó a 47.2 USD/b y el costo de oportunidad anual a 283 mmdp —casi el doble que la de 2025—. En 2022, la renta por exportar fue la más alta de la serie (71.4 USD/b). También ese año salió el barril refinado de mayor valor de la serie (96.9 USD/b). A pesar de esa aparente bonanza, la renta por refinar se quedó en 24.2 dólares, dos por debajo de la de 2025, debido al incremento de los costos de refinación en mayor proporción que las ganancias.

**En 2023 y 2024 el costo de oportunidad se reduce a la mitad**, a 36.0 y 26.4 USD/b. Los márgenes internacionales se normalizaron después del choque de 2022: el costo de referencia bajó de 27.3 a 16.7 USD/b de capacidad; y conforme avanzaba el programa de rehabilitación de las refinerías, la utilización empezó a subir, de 48.3% a 55.2%. **En 2025, el diferencial cayó a 21.5 dólares**, con una utilización de 58.6%: el mejor año de la serie, y aun así el costo de oportunidad alcanzó 153 mmdp.

### *Evolución histórica y proyecciones del diferencial de exportar vs. refinar*

| USD/b de crudo | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026e | 2027e |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Precio de la mezcla (dpb) | 89.2 | 71.0 | 70.6 | 61.1 | 78.4 | 61.8 |
| Renta por exportar (dpb) | 71.4 | 56.5 | 57.1 | 47.7 | 64.9 | 48.3 |
| Renta por refinar (dpb) | 24.2 | 20.4 | 30.6 | 26.2 | 44.7 | 30.8 |
| **DIFERENCIAL** | **47.2** | **36.0** | **26.4** | **21.5** | **20.3** | **17.5** |
| Utilización del SNR | 49.7% | 48.3% | 55.2% | 58.6% | 64.4% | 69.3% |
| Costo de oportunidad anual (mmdp) | 283 | 185 | 160 | 153 | 145 | 137 |

*2022-2025 con datos del 20-F; 2026 y 2027 con los supuestos del CGPE 2027; mmdp = miles de millones de pesos.*

### Estimaciones para 2026 y 2027

Al considerar las proyecciones de producción y exportación de crudo para 2026 y 2027 que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) plantea en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2027, estimamos que el costo de oportunidad por refinar sería de 20.3 y 17.5 USD/b, respectivamente.

### *Utilización estimada del SNR*

| Miles de barriles diarios | 2025 (obs.) | 2026 | 2027 |
|---|---|---|---|
| Plataforma de producción (CGPE) | 1,731 | 1,800 | 1,800 |
| – Producción de privados | 95 | 119 | 125 |
| = Producción de Pemex | 1,636 | 1,681 | 1,675 |
| – Exportación de crudo (CGPE) | 581 | 522 | 427 |
| = Crudo que no se exporta, y por tanto se refina | 1,055 | 1,159 | 1,248 |
| **CRUDO PROCESADO EN EL SNR** | **1,014** | **1,113** | **1,200** |
| **UTILIZACIÓN (entre la capacidad instalada de 1,730)** | **58.6%** | **64.4%** | **69.3%** |

Cálculo con base en los datos del marco macroeconómico de la SHCP.

Consideramos que la capacidad de refinación, que ya incluye a la refinería Olmeca (también conocida como Dos Bocas), seguiría siendo la misma, 1,730 mbd. De los 186 mbd adicionales que entrarían a las refinerías entre 2025 y 2027, **apenas 37 mbd vendrían de producir más crudo y los restantes 148 mdb de exportar menos**.En el Paquete Económico 2027 se decidió no vender al exterior cuatro de cada cinco barriles de crudo, y en cambio destinarlos a las refinerías. Para 2027 se proyecta exportar 25% de la producción de Pemex, la menor proporción desde 1990, y eso sube la utilización en nuestro cálculo. La mejora en el costo de oportunidad por barril es, en buena medida, consecuencia de refinar más.

Olmeca y la coquizadora de Tula no entran como supuesto de eficiencia. Procesar 1,200 mbd requiere que Tula tenga su coquizadora a régimen desde el primer día, y que Olmeca opere el año completo —en 2025 esta planta promedió 134 mbd, habiendo arrancado en febrero.

**El diferencial por barril baja, pero el costo de oportunidad total casi no cede**: de 153 mmdp en 2025 cae a 137 mmdp en 2027, porque se refinan más barriles con un costo unitario menor. Esa utilización no se ha visto en décadas y descansa en una plataforma de producción que no se alcanza desde 2023 —a julio de 2026 la producción de Pemex va 142 mil barriles por debajo de lo previsto—[7]. Si el sistema procesara en 2027 lo mismo que en 2025, el diferencial sería de 21.5 USD/b y el costo de oportunidad anual subiría a 143 mmdp. En otras palabras, el escenario oficial es el que hace ver mejor a la refinación, y aun así el costo de oportunidad es considerable.

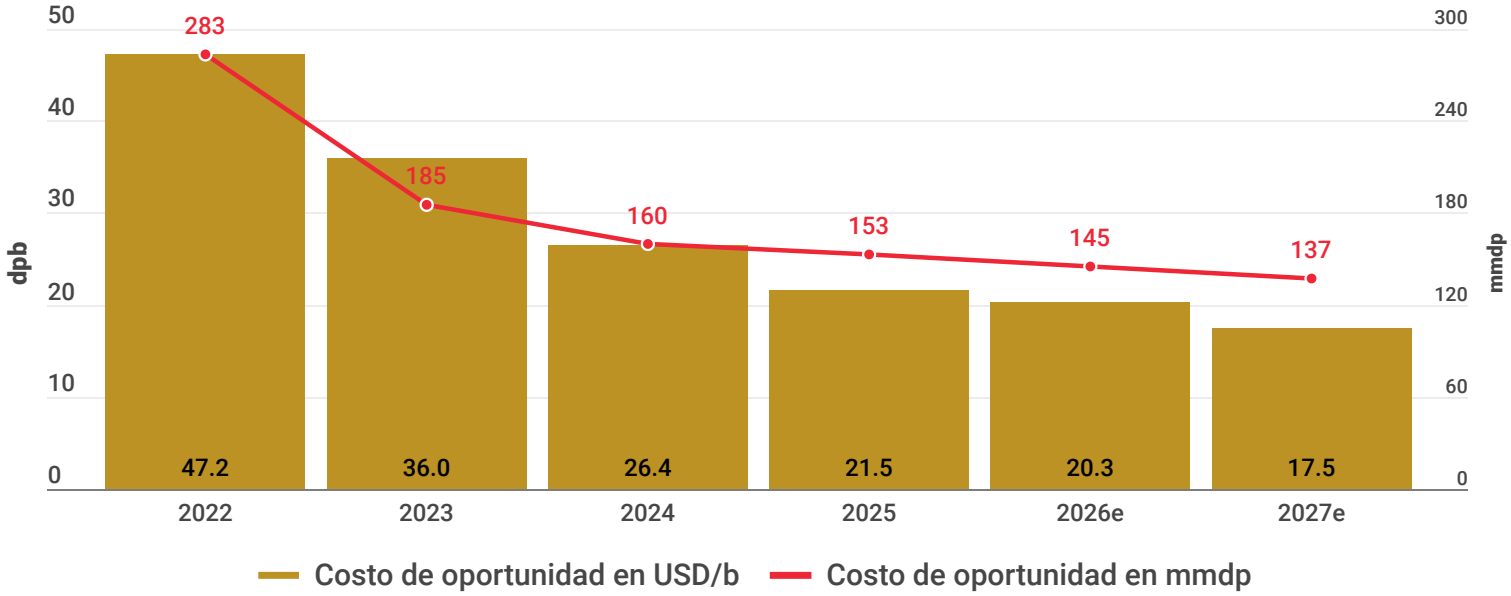
En 2025 ese costo se repartió por mitades entre la brecha de rendimiento —10.7 USD/b— y la capacidad ociosa —10.8 USD/b—. Hacia 2027, conforme las plantas se llenan, el rendimiento llega a seis de cada 10 dólares que se dejan de ganar. Operar más las refinerías resuelve la mitad del problema; la otra mitad exige cambiar qué sale de ellas, y eso también es inversión.

7 La plataforma del paquete es un techo, no una meta: en 2025 la producción quedó 256 mbd por debajo de lo aprobado y a julio de 2026 va 142 mbd abajo. Si el crudo procesado resulta menor, el diferencial por barril es mayor y el costo de oportunidad total, menor.

## Costo de oportunidad en la rentabilidad de Pemex

Pemex dejó de ganar 21.5 dólares por cada barril que en 2025 refinó en vez de exportarlo. Un costo de oportunidad total de 153 mmdp. Para 2027, se estima que llegará a 137 mmdp*.

Costo de oportunidad por barril refinado vs exportado (columnas, USD/b) y costo de oportunidad anual (línea, mmdp), 2022-2027




Elaborado por México Evalúa con información del informe 20 F de Pemex presentado a la Securities and Exchange Comission de EU (SEC) y CGPE de 2027.
*Estimación propia sobre el costo de refinación y valor de los refinados para 2026 y 2027. La disminución en el costo de oportunidad se debe a que se supone una mayor utilización de las refinerías en Pemex, lo que baja el costo de refinación.

## 05 · Ganancias potenciales por exportar

Si la ganancia no capturada viene de refinar barriles que valdrían más exportados, la pregunta natural es cuánto ganaría Pemex si exportara más. La respuesta no es inmediata, y la razón está en que el costo de refinar es un costo fijo. Exportar un barril más significa refinar uno menos, pero la refinería que deja de procesarlo sigue de pie, y sigue costando.

La plantilla de una refinería no se ajusta al flujo del mes: los turnos de operación, el personal de mantenimiento, el de seguridad industrial y el de servicios auxiliares están dimensionados para el tamaño de la planta, no para los barriles que entran ese día. Con el mantenimiento pasa lo mismo: plantas, tanques, líneas y sistemas de integridad mecánica deben ser conservados en buenas condiciones aunque operen a la mitad. Además, una unidad detenida sin mantenimiento se degrada más rápido que una en marcha. Súmense los seguros, los servicios básicos, la energía mínima para mantener el sitio en resguardo, los compromisos contractuales de suministro y la depreciación de los activos. Procesar menos barriles no elimina casi nada de esa lista; sólo la reparte entre menos barriles.

De ahí que la pregunta correcta no es cuánto se gana exportando más, sino cuánto se gana **retirando capacidad poco productiva**. Mientras una refinería siga disponible para operar, dejar ociosa una parte de ella no ahorra su costo: lo encarece por barril. El ahorro sólo aparece cuando esa capacidad deja de existir como tal, con una plantilla, un programa de mantenimiento y un presupuesto menor detrás. El cálculo tiene entonces dos lados en la misma balanza: de un lado se ahorra el costo fijo de la capacidad que se retira; del otro se deja de ganar el margen de los barriles que ya no se refinan.

Al retirar capacidad no se pierde la renta del barril. El crudo no se queda en el subsuelo, se exporta, y —como barril exportado— sigue rindiendo sus 48 dólares promedio de renta en 2027. Lo único que se pierde es el valor de los refinados menos los 4.5 USD/b procesado que es el precio de la mezcla. Traducido a la misma base: 100 mbd de capacidad procesaban 69 mil —que son la utilización esperada del SNR en 2027—, de modo que los 4.5 dólares equivalen a 3.1 por barril de capacidad. Contra ellos se ahorran 15.3 dólares de costo fijo. La ganancia neta son 12.2 USD/b de capacidad retirada hipotética, que multiplicados por 100 mil barriles y 365 días dan los 443 millones de dólares del cuadro (en el apartado D del anexo se desarrolla la aritmética).

**Con el** tipo de cambio de 17.9 pesos por dólar previsto en los CGPE 2027, **cada 100 mbd de capacidad retirada valen 7.9 mmdp al año**. Es una unidad que se puede escalar a la decisión que se quiera tomar, sin comprometerse con una meta de exportación. Los 7.9 mmdp son también una estimación, y descansan en un supuesto exigente: que al retirar capacidad desaparezca el costo fijo asociado. Se trata también de un escenario teórico que no descuenta costos iniciales de cierre, pasivos laborales, desmantelamiento ni compromisos contractuales. El apartado D del anexo muestra qué queda si se ahorra menos.

Volver a la proporción de exportación de 2019 —cuando Pemex exportaba 65% de su producción, contra el 25% que proyecta el paquete— suena atractivo porque es un dato observado y no una hipótesis. Pero en el corto plazo no es factible, pues equivale a retirar 955 mbd de capacidad, más de la mitad del sistema, y eso significa dejar plantas inoperantes, incluida una refinería que apenas arrancó. Además de lo evidente en términos políticos, tiene consecuencias operativas: hay compromisos de suministro al mercado interno que habría que cubrir con importaciones, y colocar en el mercado internacional casi 700 mbd adicionales de crudo pesado exigiría descuentos que este cálculo no incorpora. Para dimensionar ese compromiso, en 2025 el SNR produjo 356 mbd de gasolina, frente a ventas internas de Pemex por 674 mbd; casi la mitad de lo que la empresa vendió en México lo compró afuera.

### *Escenarios de ganancias potenciales por exportar en lugar de refinar*

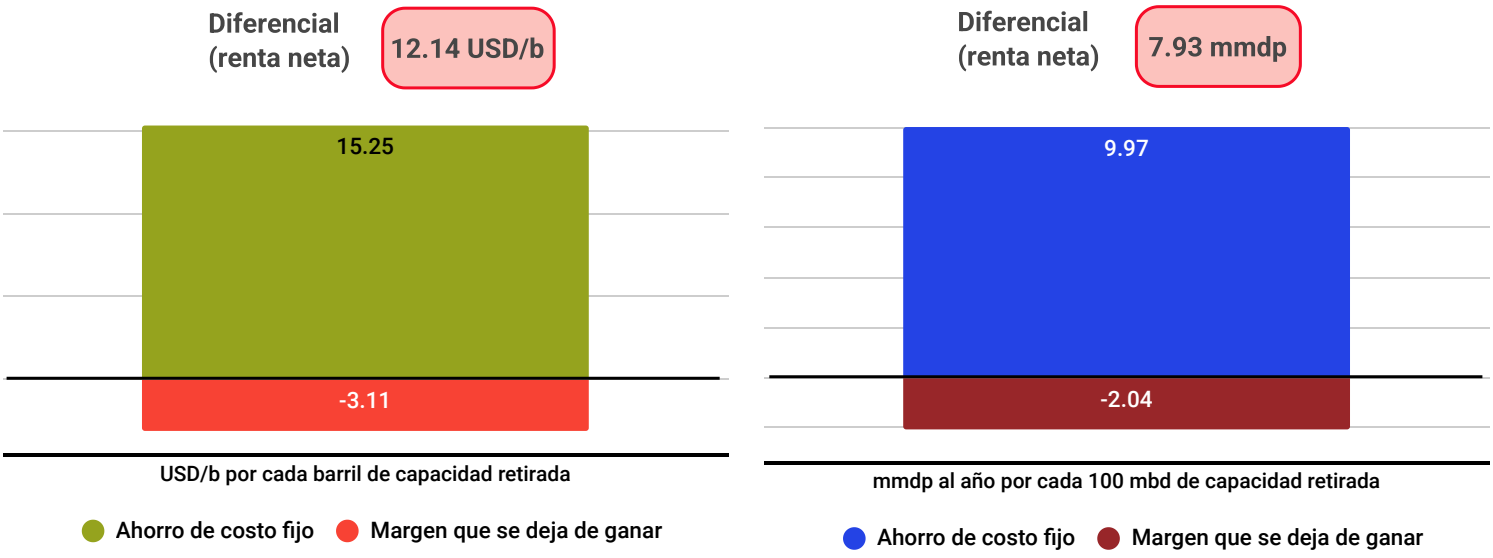
| Escenario | Capacidad retirada (mbd) | Crudo liberado (mbd) | Ganancia anual (mill. USD) | Ganancia anual (mmdp) |
|---|---|---|---|---|
| Cálculo base | 100 | 69 | 443 | 7.9 |
| Equivalente a refinería Olmeca | 340 | 236 | 1,507 | 27.0 |
| Exportar como en 2019 | 955 | 662 | 4,232 | 75.8 |

Cálculo con valores de 2027: 17.9 pesos por dólar.

## Lo que Pemex ganaría por retirar capacidad de refinación

Para que Pemex tenga ganancias netas por exportar debe de reducir los costos fijos por refinar. Por cada 100 mil barriles diarios (mbd) de capacidad instalada retirada (con sus costos fijos asociados), habría una ganancia neta de 7.93 mmdp en 2027.

Ahorros vs pérdidas por retirar capacidad instalada (USD/b y mmdp) para 2027




Elaborado por México Evalúa con información del informe 20 F de Pemex presentado a la Securities and Exchange Comission de EU (SEC) y CGPE de 2027. Estimaciones propias. Supuesto central: se elimina el 100% del costo fijo asociado a la capacidad retirada. Umbral: basta con eliminar el 20.4% (3.11 de 15.25) para que el ejercicio sea rentable.

### ¿Y dónde habría que reducir esa capacidad?

Si la mitad del costo de oportunidad viene de cuánto combustóleo y cuánto coque sale del barril en lugar de gasolina y diésel, la capacidad que habría que retirar primero sería la que erosiona más el valor por barril. Es decir, las plantas con menos conversión profunda, y aquellas cuyo costo fijo por barril efectivamente procesado sea más alto. Un sistema de seis refinerías heredadas más una nueva, con capacidades de conversión desiguales entre ellas, difícilmente tiene el mismo margen en todas. El problema es que esa distinción no se puede hacerse con la información disponible. En los documentos auditados que se consideraron para esta investigación, Pemex reporta el SNR como un bloque y en ellos no aparece el costo de operación de cada refinería, ni cuánto de ese costo es plantilla, mantenimiento o servicios, ni qué parte desaparecería si una planta se cerrara o se hibernara. Señalar activos concretos con la información recabada hoy sería una conjetura. Por eso este ejercicio se limita a medir cuánto vale retirar capacidad, no cuál capacidad retirar. Tampoco incorpora el descuento adicional que exigiría el mercado para colocar más crudo pesado, el flete de importar los refinados que se dejarían de producir, ni el costo de cerrar o hibernar una refinería.

Cuánto se ahorra realmente al cerrar o hibernar una refinería es, hoy, un dato que no es público de manera auditada y que no encontramos en otra fuente de información. Sin embargo, si retirar capacidad elimina menos de una quinta parte (20.4%) de su costo fijo, podemos calcular que Pemex quedaría en condiciones económicas más comprometidas. Este umbral de 20.4% sale de igualar el margen que dejan de dar los barriles que ya no se refinan (3.11 USD/b de capacidad), entre el costo fijo de referencia (15.25 dólares). (El apartado D del anexo lo desarrolla.)

### ¿Qué refinería rinde más y cuál rinde menos?

Como ya dijimos, Pemex reporta al SNR (en el 20-F de la SEC) como un bloque. En él no se detalla el valor de la producción, el crudo procesado ni el costo de operación de cada refinería. La Base de Datos Institucional de Pemex, sí desagrega producción y proceso de crudo por refinería, pero no costos. Por eso aquí sólo se presenta el margen bruto —el valor de lo que sale de la refinería menos el valor de exportación del crudo que entra—, sin restar lo que cuesta refinar. Esto da una medida de rendimiento, no de rentabilidad. Se puede ordenar a las refinerías por el valor que obtienen de cada barril, pero con la información pública no puede determinarse cuál gana y cuál pierde dinero. (El apartado H del anexo detalla el cálculo y sus límites.)

México produce tres crudos comerciales. El Maya, pesado (21-22° API[8] y con 3.3% - 3.8% de azufre), es el más abundante y el que domina la exportación; al refinarse rinde menos gasolina y diésel, y más combustóleo. El Istmo, ligero (33-34° API y alrededor de 1.3% de azufre), rinde más gasolinas y destilados intermedios. El Olmeca, superligero (38-39° API y 0.8-1% de azufre), es el de mayor calidad. A ellos se suma el crudo reconstituido, una mezcla de Maya con crudos más ligeros. El crudo pesado exige unidades de conversión profunda —coquización, hidrocraqueo, desulfuración[9]— para romper sus moléculas y quitarles el azufre, y sin esos procesos buena parte del barril termina como combustóleo, el producto de menor valor.

Seis de las siete refinerías del SNR —Salina Cruz, Tula, Minatitlán, Cadereyta, Salamanca y Madero— fueron diseñadas para procesar crudo ligero, con destilación y craqueo catalítico pero sin una coquizadora operando a plena capacidad. En cambio, hoy procesan un crudo mucho más pesado que aquel para el que fueron concebidas. Pemex construye coquizadoras en Tula y Salina Cruz precisamente para corregirlo: la de Tula se proyecta que esté lista en 2026 —con unos 31 mbd de gasolina adicionales— y la de Salina Cruz se prevé culmine obras en el segundo semestre de 2027 y sume 27 mbd de gasolina[10] [11]. La séptima, Olmeca, sí se concibió para Maya, con

8 API son las siglas de American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo), y es la escala estándar en la industria petrolera mundial para medir qué tan denso o pesado es el petróleo en comparación con el agua.

9 La coquización rompe los residuos pesados para obtener productos ligeros y coque sólido. El hidrocraqueo usa hidrógeno y catalizadores para convertir eficientemente esos hidrocarburos en diésel y turbosina de alta calidad. La desulfuración elimina el azufre con hidrógeno, garantizando combustibles ecológicos que cumplen las normas ambientales.

10 Pemex: Plan Estratégico 2025-2035. Secretaría de Energía y Petróleos Mexicanos. Disponible en: https://snri.mx/wp-content/uploads/2026/08/PemexPlanEstrategico2025-2035.pdf

11 Discurso de la Presidenta Claudia Sheinbaum Pardo. Disponible en: https://www.gob.mx/presidencia/es/articulos/version-estenografica-segundo-informe-de-gobierno-de-la-presidenta-claudia-sheinbaum-pardo

una Unidad Combinada Maya y una unidad catalítica, pero sigue en estabilización operativa por fallas mecánicas y retrasos.

A esa herencia de diseño se suma la capacidad ociosa. En 2025 el sistema operó al 59% de su capacidad y cuatro de las siete refinerías no llegaron al 60%: Olmeca trabajó al 40% —134 de 340 mbd—, Minatitlán al 51%, Salamanca al 52% y Madero al 56%. Salina Cruz fue la más llena, con 73%, seguida de Cadereyta y Tula, ambas con 67%.

### *Margen bruto de las siete refinerías del SNR (2025)*

| Refinería | Crudo procesado (mbd) | Utilización | Combustóleo y otros (%) | Margen bruto (USD/b) |
|---|---|---|---|---|
| Olmeca (Dos Bocas) | 134 | 40% | 15% | 22.7 |
| Minatitlán | 102 | 51% | 34% | 21.6 |
| Cadereyta | 147 | 67% | 30% | 15.0 |
| Tula | 212 | 67% | 30% | 12.6 |
| Salamanca | 118 | 52% | 35% | 9.1 |
| Salina Cruz | 201 | 73% | 44% | 5.7 |
| Madero | 100 | 56% | 44% | 4.7 |
| **SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN** | **1,014** | **59%** | **33%** | **12.6** |

Margen bruto: valor de la producción de petrolíferos menos valor de exportación del crudo procesado, entre los barriles de crudo procesados. No descuenta costos de refinación. “Combustóleo y otros” suma el combustóleo y la partida «otros productos» de la base, como proporción de la producción de cada refinería. Fuente: estimaciones propias con la Base de Datos Institucional de Pemex y el tipo de cambio FIX de Banxico.

El rango es de casi cinco a uno, y lo que mejor lo explica no es el tipo de crudo que entra sino lo que sale del barril: las refinerías con menor margen son las que más combustóleo y “otros productos” de bajo valor producen. Madero y Salina Cruz destinan a esas fracciones más de 40% de su producción, contra 33% del sistema, y cierran la tabla con 4.7 y 5.7 USD/b, menos de la mitad del promedio del SNR (12.6). La producción que la base atribuye a Minatitlán incluye transferencias de gasolinas del complejo La Cangrejera y equivale a 104% del crudo que procesó, y para Olmeca no se reporta producción de combustóleo, de modo que ambas canastas salen mejor de lo que probablemente son.

### ¿Dónde tendría más sentido exportar el crudo en vez de refinarlo?

Madero y Salina Cruz son las candidatas más claras. Con márgenes brutos de 4.7 y 5.7 USD/b, muy por debajo del promedio del sistema, es probable que en 2025 exportar el crudo que procesaron hubiera dejado más valor que refinarlo. No obstante, el margen bruto no descuenta lo que cuesta operar cada planta. Por lo tanto, mientras Pemex no publique el costo de refinación por activo, se puede jerarquizar a las refinerías, no dictaminar cuáles conviene seguir operando.

## 06 · ¿El presupuesto corrige la causa?

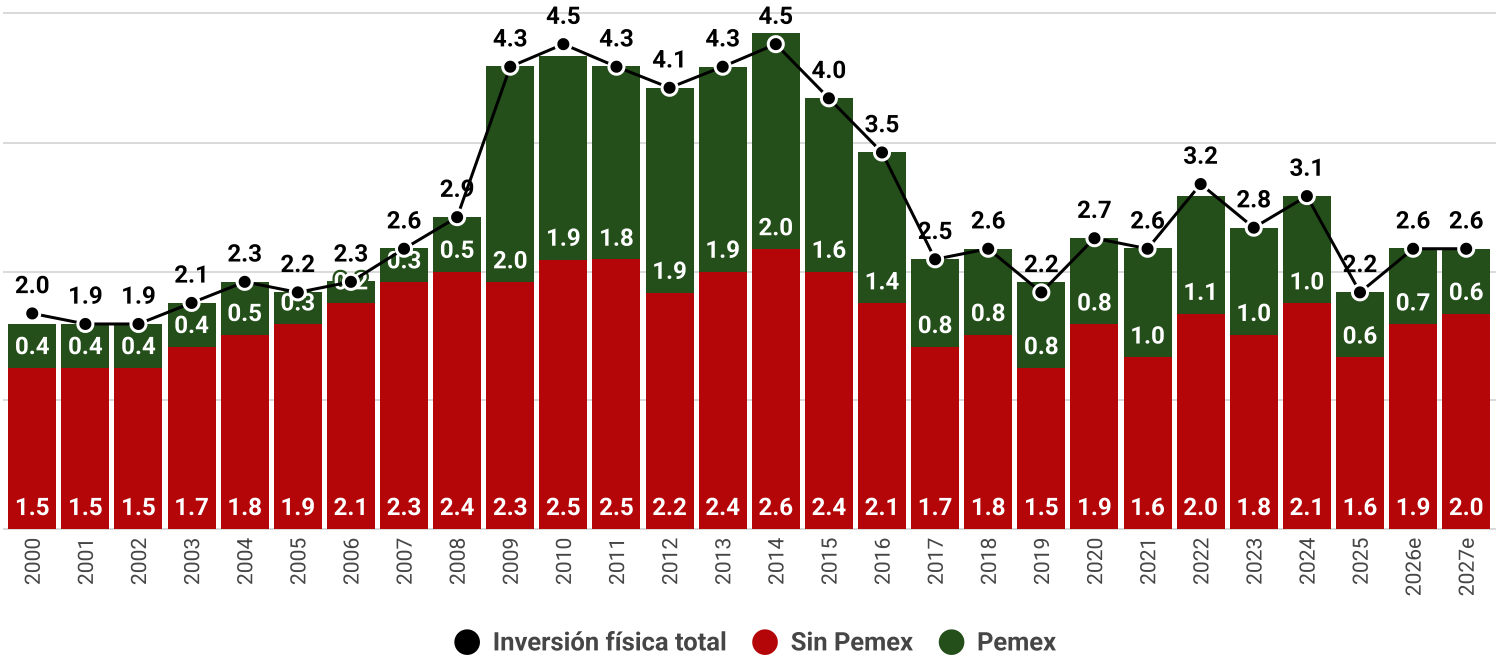
Si el costo de oportunidad viene de utilización y de rendimiento, y ambas se corrigen invirtiendo, la pregunta es si el Paquete Económico 2027 asigna esa inversión. La respuesta que ya documentamos en nuestro análisis previo del paquete es que no.

- La inversión física de Pemex proyectada para 2027 es 0.6% del PIB, la segunda más baja desde 2008, y equivale a 25% de toda la inversión física presupuestaria.
- La plataforma de producción del paquete, 1,800 mbd, no se alcanza desde 2023. A julio de 2026, la producción promedia 1,658 mbd.
- El paquete tampoco declara una ruta de reducción del apoyo a Pemex, que es una de las condiciones de suficiencia que fijamos en la nota de deuda.

### Composición de la inversión física

**Del total de la inversión física proyectada para 2027, 25% corresponde a Pemex. Para la petrolera, se trata de la segunda menor inversión desde 2008. El resto del gasto en capital, en cambio, registra un aumento. Sin embargo, no se recuperan los mejores niveles observados entre 2009 y 2015.**

Inversión física presupuestaria (% del PIB)




Elaborado por México Evalúa con datos de la SHCP. Cuenta Pública: 2000 a 2025, PEF 2026 y PPEF 2027.

Falta una pieza para cerrar este bloque: el gasto total de la petrolera, incluida su inversión. Interesa contrastar lo que el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) asigna contra lo que Pemex efectivamente ejerce según el 20-F, y rastrear el gasto que no está en el presupuesto de Pemex sino en el ramo de Energía. Ese contraste es el siguiente paso de esta investigación.

## 07 · Las transferencias como erosión de valor

El paquete transfiere 81 mmdp a Pemex en 2027. Lo que la empresa dejaría de ganar por refinar en vez de exportar, ese mismo año, es de 137 mmdp: **1.7 veces la transferencia**[12]. Es también más que los 130 mmdp de renta petrolera neta que le quedarán al Gobierno federal después de transferir a la empresa.

La lectura no es que la transferencia "pague" el diferencial. Son flujos distintos y no hay una relación contable entre ellos.

El corolario es que, mientras la utilización y el rendimiento del SNR no cambien, el apoyo fiscal a Pemex no sería un apoyo coyuntural sino un costo recurrente. Hay además un compromiso explícito con el que contrastar el paquete: el 5 de agosto de 2025 la Presidenta afirmó que "para el 2027 (...) Pemex sale solito".[13] El Paquete Económico 2027 le asigna 81 mmdp de apoyo.

## 08 · Una precisión sobre el canal fiscal

Aún si Pemex obtuviera mayores ganancias, eso no se traduciría, de forma inmediata, en más ingresos petroleros para el Gobierno federal. El Derecho Petrolero para el Bienestar (DPB) se cobra sobre el valor del crudo extraído y no distingue si ese barril se exporta o se refina[14]. Para que la mayor rentabilidad de la empresa llegue directamente a la Federación por esa vía haría falta modificar la tasa del derecho, que es una decisión legislativa.

El beneficio fiscal llega por dos caminos menos directos: Primero, una empresa más rentable resistiría una tasa más alta del DPB: hoy el margen de maniobra para cobrar más derechos a Pemex es estrecho precisamente porque su operación no captura toda la renta disponible. Segundo, una empresa que deja de perder renta necesita menos apoyo: las transferencias que el Gobierno federal le canaliza a través del ramo de Energía (81 mmdp en 2027) son el margen que se libera primero.

---

12 La transferencia y el diferencial son flujos distintos y no hay relación contable entre ellos: la primera es gasto presupuestario para amortizaciones y aportaciones de capital, el segundo es renta no capturada. Se presentan juntos porque comparten raíz, no porque uno financie al otro.

13 Bloomberg en línea. Sheinbaum minimiza apoyo para Pemex en 2027 tras incumplir promesa. Recuperado de: https://www.bloomberglinea.com/latinoamerica/mexico/sheinbaum-minimiza-apoyo-para-pemex-en-2027-tras-incumplir-promesa/

14 El Derecho Petrolero para el Bienestar se calcula sobre el valor de los hidrocarburos extraídos, con una tasa fija, de modo que la recaudación no cambia según el crudo se exporte o se refine. Modificar la tasa es una decisión legislativa que va en la Ley de Ingresos.

# 09 · Conclusiones

Los 153 mmdp de 2025 y los 137 mmdp de 2027 no son dinero que esté en algún lado y se haya escapado: es valor que no se crea. Esto permite poner precio a una decisión de política pública.

## No hay palanca de corto plazo

El barril que se deja de refinar todavía dejaba unos 2 dólares por encima de sus costos variables, pero la refinería que ya no lo procesa sigue costando completa. Retirar capacidad sí ahorra, pero sólo si al menos una quinta parte del costo fijo efectivamente desaparece y el primer año de cualquier cierre carga liquidaciones, pasivos laborales, desmantelamiento y la necesidad de cubrir compromisos de suministro con importaciones. Invertir para elevar utilización y conversión profunda tampoco rinde de inmediato: son proyectos de años. Cualquier salida cuesta antes de pagar, y el paquete no asigna recursos suficientes para ninguna de las dos.

## El problema se está moviendo hacia el lado que no se arregla cerrando plantas

En 2025 el costo de oportunidad se repartió por mitades entre capacidad ociosa y rendimiento. El rendimiento se corrige cambiando lo que sale del barril. La decisión de capacidad requiere información que el equipo de investigadores no encontró en los informes auditados.

## El costo de no decidir

Cada año que el sistema opera cuesta entre 137 y 153 mmdp de renta que no se crea. En 2027 esa cifra equivale a 1.7 veces la transferencia que el paquete le asigna a Pemex y supera la renta petrolera neta que le quedaría al Gobierno federal después de apoyar a la empresa. Ese registro representa el costo recurrente de posponer una decisión.

El costo de oportunidad es del sistema en su conjunto, pero no se genera por igual en todas partes. En 2025 el margen bruto de refinación fue de 22.7 USD/b en Olmeca y de 4.7 en Madero: casi cinco veces más en una que en otra. Las refinerías que menos valor agregan son las que menos conversión profunda tienen. Mientras Pemex no publique en sus reportes auditados el costo de operar cada refinería no se puede valorarse con datos públicos cuál conviene seguir operando, cuál rehabilitar y cuál hibernar.

## Por qué esto importa para el grado de inversión

En mayo de 2026, S&P ratificó la calificación soberana de México en BBB, pero movió la perspectiva de estable a negativa, y ocho días después Moody's rebajó la nota de Baa2 a Baa3 con perspectiva estable. Con Fitch en BBB− estable, nuestro país queda en el último escalón del grado de inversión ante dos de las tres agencias calificadoras globales. Entre los motivos que Moody's enumeró —debilitamiento fiscal persistente, base de ingresos limitada, gasto rígido— aparece explícitamente el apoyo continuo a Pemex. Fitch ha sido todavía más directa: sostiene que la situación financiera de la petrolera le descuenta un escalón a la calificación soberana. Perder el grado de inversión exigiría que al menos dos agencias califiquen por debajo del umbral, y el Banco de México ha descartado ese escenario; sin embargo, el margen es de sólo un peldaño.

Para las agencias pesa más el tamaño recurrente del apoyo que la empresa requiere del presupuesto que su utilidad contable. Una operación que deja de erosionar renta necesita menos apoyo, y ese debería ser el objetivo: no recaudar más de Pemex —lo que requeriría modificar la tasa del DPB— sino transferirle menos. El apoyo del ramo de Energía es el margen que se libera primero.

## La señal de menor costo es también la más inmediata

Como no detectamos documentos auditados en donde Pemex transparente el costo de operación de cada refinería, o qué parte de ese costo desaparecería al hibernarla, un mero anuncio de cierre de una o más plantas sería difícil de evaluar con los datos disponibles. Sin una ruta de ahorro documentada, sería aventurado señalar activos concretos o verificar su beneficio. Hacer más accesibles al público los costos por refinería, en cambio, no requiere una decisión legislativa y podría hacerse este mismo año. Ello haría evaluable cualquier compromiso posterior de reducción del apoyo fiscal. Es, en ese sentido, la señal de credibilidad disponible al menor costo y la primera de las recomendaciones que siguen.

# 10 · Recomendaciones

## 01 Hacer accesibles a la ciudadanía los costos de refinación, en total y por refinería

Es la recomendación de la que dependen todas las demás. En la documentación oficial y auditada consultada para este estudio, no aparece el desglose del costo de refinar un barril, ni en el agregado ni por activo. Por eso fue necesario estimar el costo con una refinería de referencia en lugar de medirlo. Dado que la información disponible no presenta los costos auditados por refinería, no pudimos determinar que activos socavan valor y cuáles no, ni cuánto se ahorraría al retirar capacidad, ni evaluar si una rehabilitación se paga sola. Sería deseable tener acceso a un informe oficial auditado que especifique costo unitario por refinería, márgenes por activo y el desglose entre costo fijo y variable.

## 02 Reasignar crudo a la exportación cuando la refinación no cubra su costo

No se trata de fijar una proporción de exportación, sino de establecer un criterio. Mientras el valor de los productos que se obtienen de un barril no cubra su costo, ese barril vale más exportado como crudo. La regla debería estar escrita en términos de márgenes y utilización, revisarse con periodicidad y facilitar el acceso de esa información a la ciudadanía, de modo que la decisión de cuánto refinar no se tome por consigna, sino por medio de un cálculo verificable.

## 03 Condicionar la inversión a que mejore el rendimiento o la producción

Si la mitad del costo de oportunidad viene del rendimiento, cada peso adicional que vaya a refinación debería ir a conversión profunda —coquizadoras, hidrotratamiento— que es lo que convierte combustóleo en destilados, con metas públicas de utilización y de rendimiento. Sin embargo, el nivel de inversión física asignado podría resultar insuficiente para acelerar la reconversión tecnológica. El presupuesto 2027 deja la inversión física de Pemex en su segundo nivel más bajo desde 2008. Si esa inversión no pasa una prueba de rentabilidad, la alternativa evidente es destinarla a producción de crudo, donde la renta sí es positiva: 48 USD/b en 2027, según el precio esperado en el Paquete Económico.

## 04 Declarar una ruta de reducción del apoyo fiscal

El Paquete Económico no la tiene. Con un costo de oportunidad que equivale a 1.7 veces la transferencia anual, la ruta de salida del apoyo es inseparable de la decisión sobre qué hacer con la refinación: sin corregir lo segundo, lo primero no ocurre.

## 05 Someter cada activo a una prueba de rentabilidad antes de decidir su futuro

Con la información del punto 1 sobre la mesa, cada refinería debería evaluarse con el mismo criterio: cuánto vale lo que produce, cuánto cuesta operarla y cuánto costaría hibernarla. Las que no pasen la prueba —previsiblemente las que carecen de unidades de conversión y por eso producen más combustóleo— no tendrían que cerrarse de inmediato, pero sí dejar de recibir inversión de rehabilitación, y su crudo debería reasignarse a la exportación. Es una decisión que hoy no se puede fundamentar con datos públicos, y por eso el orden importa: primero la información, después el criterio, y sólo entonces la decisión sobre activos.

## 11 · Lo que sigue por investigar

- Cuánto costo fijo se ahorra realmente al retirar capacidad.
- La heterogeneidad por refinería, para que la discusión de capacidad no sea en abstracto.
- El efecto en balanza de pagos de sustituir importaciones de petrolíferos, que es el principal mitigante del argumento.
- Si conviene seguir invirtiendo en la refinería Olmeca o si el capital ya comprometido la vuelve, en los hechos, un activo inviable de retirar. Es el caso que mejor ilustra el dilema de “demasiado grande para quebrar” dentro del propio sistema.

# Anexo metodológico

Este anexo explica las tres piezas que sostienen el resultado, contrasta la estimación contra la contabilidad de Pemex, enumera las limitaciones del modelo y responde las preguntas metodológicas más previsibles.

## A · El valor de la producción del Sistema Nacional de Refinación

Se valúa la producción física del SNR, producto por producto, a precio de mercado en puerta de refinería. *Producción física:* porque lo que se mide es la capacidad de convertir crudo en producto, no el negocio de abastecer al país. *Precio de mercado:* porque interesa el valor del producto y no la política de precios.

No se usan los precios a los que Pemex vende en México, por dos razones. La primera es que corresponden a otro punto de la cadena: incluyen el traslado a terminales y el margen de comercialización. De este modo, la canasta doméstica valía 94.3 USD/b en 2025 contra 74.6 USD/b en venta a granel en puerta de refinería. La segunda es que el volumen que Pemex vende en México no es el que produce: en 2025 vendió 674 mbd de gasolina y produjo 356 mbd. Más de la mitad de lo que vendió lo importó. Valuar la producción con precios internos daría 76.9 USD/b de crudo en vez de los 65.6 USD/b que valen los refinados: once dólares que son comercialización y reventa de producto importado.

Para cada producto se usa el precio real de exportación de Pemex cuando el volumen es representativo —es una venta a terceros en el extranjero, sin política de precios de por medio, y es exactamente el producto que sale del SNR— y un precio de mercado internacional cuando el volumen exportado es marginal o nulo. En 2025, la regla toma el precio de exportación para el combustóleo, el diésel y el coque, y precios de mercado para la gasolina, la turbosina y el resto.

## B · El costo de refinación y el *crack spread*

Ante la dificultad de conocer el costo de refinación de un barril en los documentos oficiales auditados de Pemex, el costo se obtuvo del mercado. Esto se logró con una herramienta estándar de la industria llamada *crack spread,* que es la diferencia entre lo que valen los productos que salen de una refinería y lo que vale el crudo que entra. En un mercado abierto, la refinería que compite al margen no gana renta extraordinaria, de modo que ese diferencial equivale, en la práctica, a lo que le cuesta operar. Funciona como un precio sombra del costo de refinar.

Como referencia se usa Deer Park, que es de la propia Pemex, opera en el mercado estadounidense y reporta su desempeño en el mismo 20-F. Su margen observado se corrige por dos sesgos, ambos al alza:

1. **Insumos que no son crudo.** Deer Park produce 1.18 barriles de producto por barril de crudo, porque además del crudo compra gasóleos y componentes. Si el valor de su producción se divide entre el crudo, se le atribuye a éste un valor que vino de insumos comprados. El ajuste admite una ganancia volumétrica de proceso de 6% y cobra el excedente al precio del crudo.

2. **Utilización de la propia referencia.** Deer Park operó entre 76% y 81% de su capacidad, no al 100%. Su margen se multiplica por esa utilización para obtener el costo fijo por barril de capacidad instalada.

Con los dos ajustes, el costo unitario de referencia de 2025 pasa de 27.0 a 15.2 USD/b de capacidad. La señal de que los ajustes van en la dirección correcta es que el margen sin ajustar del modelo supera en alrededor de 20 USD/b —entre 18.6 y 22.3, según el año— al margen variable que la propia Deer Park reporta.

El cálculo tampoco usa el *crack spread 3:2:1* —tres barriles de crudo que rinden dos de gasolina y uno de diésel—, que es la fórmula convencional, porque describe una refinería que no produce residuales ni coque, y ese es justamente el tercio de bajo valor donde el SNR concentra su producción. Así, el 3:2:1 de 2025 da 20.8 dólares con mezcla mexicana y 17.1 con el crudo West Texas Intermediate (WTI), que se contrasta frente a los 15.2 que usa el modelo: el costo de referencia ajustado es consistente con la convención, y conservador frente a ella.

### C · Por qué la capacidad ociosa encarece cada barril

Una refinería es, sobre todo, costo fijo: personal, mantenimiento, seguros, servicios y la inversión que mantiene las plantas en condiciones de operar. Ese gasto se paga completo esté la refinería llena o medio vacía. Lo único que cambia es entre cuántos barriles se reparte.

En 2025 el SNR procesó 1,014 mbd con una capacidad de 1,730. Los 15.2 dólares de costo por barril de capacidad hay que recuperarlos con el porcentaje de utilización que marca el SNR y que es 58.6% de los barriles:

**15.2 ÷ 0.586 = 26.0 USD/b procesado**

Operar a medias encarece cada barril que se procesa. Por eso la capacidad ociosa es lo que convierte un costo normal en uno que se come la renta del crudo. Es también donde el ejercicio produce dos estimaciones distintas del costo, según qué se suponga sobre la utilización de la refinería de referencia: si se supone que opera llena, el costo de 2025 sería de 46.1 USD/b. Reconociendo que operó a 77%, es de 26.0. Se usa la segunda, que es la conservadora, y la primera se reporta como cota superior.

### *Qué pasa si la referencia se evalúa más llena*

El escenario central usa la única utilización que se le atribuye a la refinería de referencia en el 20-F: 261.3 mbd de crudo procesado contra 340 de capacidad de destilación atmosférica, es decir 77% en 2025. En una lectura alternativa con un máximo cercano al teórico—del orden de 97%— el costo fijo unitario es mayor, y con él todo el resultado.

***Estimaciones del costo de refinación según % de utilización de refinería***

| USD/b de crudo | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|---|---|---|---|
| Costo de refinación · escenario central | 54.9 | 42.3 | 30.2 | 26.0 |
| Costo de refinación · con la referencia al 97% | 65.5 | 53.9 | 36.6 | 32.8 |
| Renta por refinar · escenario central | 24.2 | 20.4 | 30.6 | 26.2 |
| Renta por refinar · con la referencia al 97% | 13.6 | 8.9 | 24.2 | 19.3 |
| **DIFERENCIAL · escenario central** | **47.2** | **36.0** | **26.4** | **21.5** |
| **DIFERENCIAL · con la referencia al 97%** | **57.8** | **47.6** | **32.9** | **28.3** |
| Costo de oportunidad anual con la referencia al 97% (mmdp) | 347 | 244 | 199 | 201 |

Escenario central: utilización observada de Deer Park de 81.3%, 76.2%, 80.0% y 76.9% en 2022-2025. El ejercicio mantiene el ajuste por insumos distintos del crudo y sólo cambia la utilización; no debe confundirse con la cota superior, que renuncia a los dos ajustes.

### *Por qué no es el escenario central*

Por tres razones. La primera es de fuente: el 97% no aparece en el 20-F, y quedan por debajo las utilizaciones que sí pueden derivarse reconociendo la carga comprada —la carga total entre la capacidad, del orden de 86%, o el producto entre la capacidad, del orden de 90%—. El criterio es no salir de la información auditada.

La segunda es de consistencia interna. El ajuste por insumos distintos del crudo ya descuenta del margen de Deer Park el valor que aportó esa carga comprada. Subir además la utilización para reconocer la misma carga arriesga contar dos veces el mismo hecho.

La tercera es el criterio de publicación: donde hay que elegir entre supuestos defendibles, esta nota elige el que subestima el costo de oportunidad. El ejercicio se deja aquí para que se vea en qué dirección se movería el resultado si la referencia se evaluara más cerca de plena carga, que tiene un costo mayor.

## D · Cuánto se gana al retirar capacidad

El ejercicio del apartado 05 compara dos destinos para el mismo barril. En los dos casos el crudo se produce y se vende; lo único que cambia es si antes pasa por una refinería. De ahí que la renta del crudo aparezca en las dos columnas y se cancele en la resta.

### *Cálculo de valor por barril de acuerdo a si se refina o se exporta*

| Por barril procesado, 2027 (USD) | Se refina | Se exporta |
|---|---|---|
| Renta del crudo (precio de exportación – costo de producción) | 48.3 | 48.3 |
| + Lo que añade refinar (*crack spread* realizado) | +4.5 | 0.0 |
| – Costo de refinación | –22.0 | 0.0 |
| **= Renta total del barril** | **30.8** | **48.3** |

Cifras de 2027 con los parámetros de la proyección. La diferencia entre las dos columnas, 17.5 dólares, es el diferencial por barril refinado de ese año.

Al reducir la capacidad de refinación, la ganancia principal del petróleo permanece: los 48.3 dólares que el barril rinde como crudo exportado se siguen cobrando. Lo único que deja de ingresar son los 4.5 dólares que sumaba el proceso de refinación. Tampoco se pierden los 30.8 dólares de la renta por refinar ya que esa cifra incluye el valor del crudo (que se recupera al exportarlo), y el costo de procesarlo (que se convierte en un ahorro al dejar de pagarse). Restarla completa sería contar dos veces el mismo hecho.

### *Las dos bases y por qué no se restan directamente*

El ahorro y el costo de oportunidad se miden sobre denominadores distintos. El costo fijo de 15.25 dólares es por barril de capacidad instalada, porque eso es lo que se retira. El *crack spread* realizado de 4.49 dólares es por barril efectivamente procesado. Como 100 mbd de capacidad procesaban 69 mdb al 69.3% de utilización, el segundo hay que multiplicarlo por la utilización antes de restarlo.

### *Cálculo de ganancia neta: por barril; anual en dólares; anual en pesos*

| Por barril de capacidad retirada, 2027 (USD) | Cálculo | Resultado |
|---|---|---|
| Costo fijo que se ahorra | costo fijo de referencia | 15.25 |
| – Margen que dejan de dar los barriles no refinados | 4.49 × 69.3% | –3.11 |
| **= Ganancia neta por barril de capacidad** | | **12.14** |
| × 100 mbd × 365 días | millones de dólares | 443 |
| **× tipo de cambio de 17.9** | **miles de millones de pesos** | **7.9** |

El mismo resultado se obtiene trabajando por barril procesado: el costo de refinación de 22.0 dólares menos el *crack spread* realizado de 4.5 dólares por barril procesado dan los 17.5 dólares del diferencial. Los 69 mil barriles que se dejan de procesar y 365 días vuelven a dar 443 millones de dólares. Las dos rutas son idénticas; sólo cambia si es capacidad o proceso. Lo que no se puede hacer es restar 4.49 de 15.25 sin ajustar la base, porque eso supondría que la capacidad retirada operaba llena.

### *La condición que hay que declarar*

Todo el resultado descansa en que el costo fijo efectivamente desaparezca. Basta con que se ahorre el umbral de 20.4% del costo fijo de la capacidad retirada —el *crack spread* realizado multiplicado por la utilización y dividido entre el costo fijo— para que la operación no pierda. Por debajo de esa proporción, retirar capacidad y exportar el crudo deja a Pemex peor que como está. Cuánto se ahorra realmente al cerrar o hibernar una refinería es un dato que no encontró el equipo de investigación.

La cifra que se publica supone que se ahorra el 100% de ese costo fijo, que es el extremo favorable. Conviene mostrar qué pasa por debajo. Como el margen que se deja de ganar es fijo —3.11 USD/b de capacidad— y el ahorro escala con la proporción evitable, la relación es lineal:

***Escenarios de ganancia neta para Pemex al retirar capacidad de refinación***

| Costo fijo evitable | Ganancia neta (USD/b de capacidad) | Por 100 mbd (mmdp) | 955 mbd (mmdp) |
|---|---|---|---|
| 100% · supuesto publicado | 12.14 | 7.9 | 75.8 |
| 80% | 9.09 | 5.9 | 56.7 |
| 60% | 6.04 | 4.0 | 37.7 |
| 50% | 4.52 | 3.0 | 28.2 |
| 40% | 2.99 | 2.0 | 18.7 |
| 30% | 1.47 | 1.0 | 9.1 |
| **20.4% · umbral** | **0.00** | **0.0** | **0.0** |
| 10% | −1.58 | −1.0 | −9.9 |
| 0% · no hay ahorro | −3.11 | −2.0 | −19.4 |

*Parámetros de 2027. Cada 10 puntos porcentuales de costo evitable valen aproximadamente mmdp al año por cada 100 mbd de capacidad retirada.*

Dos lecturas de esa tabla. La primera es que el resultado es asimétrico: el escenario desfavorable pierde 2 mmdp por cada 100 mbd y el favorable gana 8 mmdp, porque lo único que está en riesgo es el margen de refinación, no la renta del crudo, que se conserva al exportarlo. Aun con supuestos pesimistas sobre cuánto se ahorra al hibernar una planta, el valor esperado del ejercicio es positivo. La segunda es que se trata de un cálculo anual y de estado estacionario: no incorpora los costos de una sola vez —liquidaciones, pasivos laborales, desmantelamiento, ruptura de contratos— que en el primer año pueden más que borrar la ganancia. Por eso esta tabla no contradice la conclusión de que no hay palanca de corto plazo; describe el régimen permanente al que se llegaría después de pagarlos.

### E · Verificación contable y por qué esta metodología es la conservadora

El costo de refinación del modelo se lee del mercado, no de los libros de Pemex que consultó el equipo para este estudio. Para comprobar que ese número no es una construcción arbitraria, se hizo un ejercicio independiente con la contabilidad de la empresa, aprovechando que el 20-F 2025 desagrega por segmentos. La ruta es dividir los costos de operación del segmento Procesos Industriales entre el crudo que procesó el SNR.

De los 480.1 mmdp de costo de ventas del segmento se descuentan las compras de producto refinado importado —unos 306.5 mmdp, estimados con los volúmenes y precios de importación del propio 20-F—, porque son reventa y no refinación. Quedan 173.6 mmdp de costos de conversión. A eso se suman los gastos que corren por debajo de la utilidad bruta: administración, distribución, otros gastos netos y transferencia de servicios entre segmentos, 89.4 mmdp. El total, 263.0 mmdp o 13.7 mmdd, dividido entre los 370 millones de barriles procesados, da 37.0 USD/b si se atribuyera el segmento completo a la refinación.

Pero Procesos Industriales no es sólo refinación: incluye petroquímica, logística de producto y comercialización interna, y el 20-F no desagrega cuánto corresponde a cada cosa. Por eso el resultado se presenta como rango según la participación que se le atribuya a la refinación:

***Escenarios del diferencial de refinación vs exportación según datos contables de Pemex***

| USD/b, 2025 | 70% | 80% | 90% | Modelo |
|---|---|---|---|---|
| Costo de refinación | 25.9 | 29.6 | 33.3 | 26.0 |
| Diferencial implícito | 21.4 | 25.1 | 28.8 | 21.5 |
| Costo de oportunidad anual (mmdp) | 152 | 179 | 205 | 153 |

*Partidas excluidas: la transferencia de crudo entre segmentos, porque es el insumo y no el costo de transformarlo; beneficios a empleados y depreciación, que el 20-F reporta como memorándum y ya están repartidos en las líneas anteriores; y los costos financieros, cambiarios y fiscales, que no son costo de proceso.*

El resultado es que, con una atribución de 70%, la ruta contable arroja 25.9 USD/b contra los 26.0 del modelo, y un diferencial de 21.4 contra 21.5. Dos caminos que no comparten un solo insumo llegan al mismo número. Y con cualquier atribución mayor —80% o 90%, perfectamente defendibles— el costo contable es superior al del modelo: nuestra estimación queda del lado bajo del rango. Ésa es la razón para decir que la metodología que publicamos es la conservadora, y no sólo en este punto: también lo es en el costo de referencia, que se ajusta a la baja por los insumos no-crudo de Deer Park y por su utilización, y en el contraste con el *crack spread* 3:2:1, que daría un costo mayor.

#### *El precio de transferencia del crudo*

El mismo ejercicio deja ver por qué la contabilidad publicada que se tomó en cuenta para esta investigación no muestra el problema. El segmento recibe el crudo a un precio de transferencia de 24.2 USD/b —171.8 mmdp en-

tre 370 millones de barriles— cuando ese barril se exportaba a 61.1. Con el insumo principal valuado 60% por debajo del mercado, el segmento reporta una utilidad de operación de 84.1 mmdp. Valuado a precio de exportación, el mismo segmento arroja una pérdida de operación de 178.2 mmdp. El modelo estima 152.7 mmdp de renta no capturada: una diferencia de 16% entre dos rutas independientes.

La contabilidad no está equivocada. El precio de transferencia es un mecanismo interno de asignación, y su efecto es que el costo de la decisión de refinar queda alojado en el segmento de exploración y producción, donde se lee como un menor ingreso y no como un costo de oportunidad de la refinación.

### *Por qué la ruta contable no sustituye al modelo*

El ejercicio sirve como verificación, no como metodología principal, por cuatro razones. La atribución entre refinación y petroquímica es un supuesto que no se puede auditar con la información pública que se pudo recabar para este análisis. La depreciación del segmento equivale a 1.5 USD/b, muy por debajo del costo económico de sostener la capacidad, porque los activos del SNR arrastran deterioros contables. El costo contable mezcla lo fijo con lo variable, y esa separación es justo la que necesita cualquier decisión sobre capacidad. Sobre todo, mide lo que costó operar, no lo que costaría no operar, que es la pregunta de política pública.

A esto se suma que las modificaciones normativas y organizacionales de Pemex en 2025, junto con el rediseño en el reporte de sus segmentos, marcan una ruptura metodológica que limita la comparabilidad homogénea con los ejercicios 2022, 2023 y 2024. La ruta contable sólo existe para 2025. El modelo, en cambio, se puede construir desde 2022, que es cuando Deer Park entra al 20-F con información completa, y se puede proyectar hacia adelante con el marco macroeconómico del paquete. Por eso nuestra metodología da una serie comparable hacia atrás y una estimación defendible hacia adelante, y la verificación contable de 2025 confirma que está bien calibrada.

## F · Las dos causas del diferencial

El diferencial se separa en dos componentes que suman exactamente el total:

- **Brecha de rendimiento.** Es la diferencia entre lo que gana el SNR por barril procesado y lo que ganaría una refinería de referencia. Mide la composición de lo que sale del barril y la calidad de esos productos: demasiado combustóleo, que además es de alto azufre y se coloca con descuento.

- **Penalización por capacidad ociosa.** Es el costo de repartir el costo fijo de referencia entre menos barriles de los que la capacidad permitiría procesar.

***Composición del diferencial de exportación vs refinación***

| USD/b | 2023 | 2024 | 2025 | 2027e |
|---|---|---|---|---|
| Brecha de rendimiento | −14.2 | −12.9 | −10.7 | −10.8 |
| Capacidad ociosa | −21.9 | −13.5 | −10.8 | −6.8 |
| Peso del rendimiento | 39% | 49% | 50% | 61% |

La ociosidad se corrige operando más; el rendimiento exige cambiar la configuración de las plantas, que es inversión en conversión profunda.

## G · Limitaciones del modelo

1. El diferencial es renta no capturada, no una pérdida contable, y el costo de refinación es lo que debería costar refinar bien. Por eso no se reconcilia con ninguna línea de los estados financieros de Pemex.

2. La referencia de costo es una refinería que no pertenece al SNR: opera en Estados Unidos, con otra dieta de crudo y otra configuración. Se usa como referencia de costo, no como comparación de desempeño.

3. El costo de refinación se supone enteramente fijo para poder correr el modelo. Es lo que justifica dividirlo entre el factor de utilización y es el supuesto que más pesa en la penalización por ociosidad. Si una parte fuera variable, esa penalización sería menor.

4. La ganancia volumétrica de proceso admitida para la refinería de referencia (6%) es un supuesto. Con una ganancia menor, el costo de referencia resultaría más bajo.

5. La serie del factor de utilización no es homogénea: la capacidad de 2025 incluye Olmeca y una revisión a la baja de la capacidad nominal de las otras seis refinerías.

6. Los precios de exportación de un producto poco exportado son inestables; por eso la regla exige un volumen mínimo y no se aplica a la gasolina, que Pemex casi no exporta. En sentido contrario, asfaltos y lubricantes se valúan con un precio generoso.

7. La proyección 2026-2027 supone márgenes por producto constantes y rendimientos de 2025, y descansa en una plataforma de producción que es techo y no meta. No incorpora el ensanchamiento de márgenes de 2026 ni la mejora de rendimientos por la coquizadora de Tula a régimen.

8. El ejercicio de retirar capacidad no incluye el descuento que exigiría el mercado para colocar más crudo pesado, el flete de importar los refinados que se dejarían de producir, ni el costo de cerrar o hibernar una planta.

9. La verificación contable con los costos del segmento Procesos Industriales sólo puede construirse para 2025: los cambios normativos y de organización de Pemex y el rediseño de los segmentos reportados afectan la homogeneidad de los criterios, de manera que no es factible armar la misma serie para los años anteriores.

10. No hay datos públicos auditados por refinería, así que el cálculo es del sistema en su conjunto y no permite señalar activos específicos.

11. No se cuantifica el efecto en balanza de pagos de sustituir importaciones de petrolíferos, que es el principal mitigante del argumento, ni las obligaciones contractuales de suministro de Pemex.

## H · Preguntas y respuestas metodológicas

### *¿No es contradictorio decir que Pemex pierde si la empresa reporta un margen de refinación positivo?*

No, porque son dos cosas distintas. Pemex publica la cifra de su margen variable de refinación —6.13 USD/b en 2025, sin incluir Olmeca— pero no la metodología con la que lo calcula. Lo que el propio nombre indica es que se trata de un margen sobre costos variables, es decir, uno que no descuenta el costo de sostener la capacidad instalada. La verificación del apartado E lo confirma con los números del 20-F: los costos de operación del segmento equivalen a unos 26 USD/b procesado.

### *¿Su cálculo es consistente con lo que reporta la contabilidad de Pemex?*

Sí, y lo verificamos. Tomando los costos de operación del segmento Procesos Industriales del 20-F 2025 y dividiéndolos entre el crudo procesado, el costo de refinación resulta de 25.9 USD/b si se atribuye 70% del segmento a la refinación, contra los 26.0 del modelo. Con atribuciones mayores, el costo contable es más alto, de modo que nuestra estimación es la conservadora. Lo que la contabilidad no muestra es el costo de oportunidad, porque el segmento recibe el crudo a un precio de transferencia de 24.2 USD/b cuando se exportaba a 61.1: con el insumo valuado 60% por debajo del mercado, la refinación reporta utilidad. Valuando el crudo a precio de exportación, la utilidad de 84 mmdp se vuelve una pérdida de 178 mmdp. El anexo, apartado D, tiene el detalle.

### *¿Por qué usar Deer Park como referencia si no forma parte del Sistema Nacional de Refinación?*

Precisamente porque no forma parte. Se necesita un punto de comparación que opere en un mercado abierto, con precios sin intervención y con información auditada. Deer Park cumple las tres condiciones y además es de la propia Pemex, lo que evita objeciones sobre la comparabilidad de la empresa. No se usa para juzgar la operación del SNR, sino para leer del mercado cuánto debería costar refinar un barril.

***¿Por qué no usan el crack spread 3:2:1, que es la convención?***

Porque describe una refinería que sólo produce gasolina y diésel, y el SNR produce 20% de combustóleo y 9% de coque y otros productos de bajo valor. Comparar contra una fórmula que no produce nada de eso mezclaría la composición real del SNR con la de una refinería idealizada. Aun así lo calculamos como contraste: da 20.8 USD/b en 2025 con mezcla mexicana y 17.1 con WTI, contra los 15.2 del modelo. La referencia que usamos es conservadora frente a la convención.

***¿Por qué no valúan la producción con los precios a los que Pemex vende en México?***

Por dos razones. Esos precios corresponden a otro punto de la cadena —incluyen logística y margen de comercialización— y, sobre todo, el volumen que Pemex vende en México no es el que produce, pues más de la mitad de la gasolina que vende la importa. Usar esos precios le acreditaría a la refinación un margen que es de comercialización y de reventa de producto importado. El anexo A tiene el detalle.

***¿No están castigando a Pemex al valuar el combustóleo tan barato?***

Es el precio al que Pemex efectivamente lo vende al exterior, reportado en su propio 20-F: 53.3 USD/b en 2025. Casi dos terceras partes del combustóleo que produce el SNR se exportan, así que ése es su costo de oportunidad real. Las ventas internas del mismo año dan prácticamente lo mismo, 52.9 dólares. Si se valuara con el precio de los pesados de una refinería estadounidense, 69.2, el resultado sería peor para el argumento de la refinación, no mejor: valdría más, pero es otro producto.

***¿El resultado no depende del precio del petróleo?***

No por su nivel, y es una propiedad del cálculo. El costo de producir el crudo aparece en los dos caminos y se cancela exactamente en la resta. El precio del crudo no se cancela, pero tampoco entra solo sino a través de dos márgenes medidos contra él —lo que el SNR le saca al barril por encima del costo del crudo y lo que le sacaría una refinería eficiente—, de modo que lo que determina el diferencial es la distancia entre esos dos márgenes y qué tan llenas están las plantas. En la proyección de 2026 el crudo es 17 dólares más caro que en 2025 y el diferencial es menor. Lo que sí lo mueve es cuánto paga el mercado por refinar, porque el costo de refinación de este cálculo es un costo de oportunidad y no un desembolso: cuando refinar bien paga más, refinar mal cuesta más.

***¿No es circular tomar el margen de otra refinería como si fuera un costo?***

Es un supuesto, y se declara. La lógica es que en un mercado con entrada libre la refinería marginal no gana renta extraordinaria, así que su margen revela su costo unitario. La ventaja práctica es que no obliga a medir los costos de Pemex, que no son públicos. La desventaja es que el resultado hereda la ciclicidad del mercado de refinación, y por eso se reporta una serie de varios años y no un dato puntual. Esa ciclicidad quiere decir que los márgenes de refinación suben y bajan con el ciclo internacional —fueron excepcionalmente altos en 2022 y se han comprimido desde entonces—, de modo que un solo año podría sobreestimar o subestimar el costo de referencia.

***¿Están proponiendo cerrar refinerías?***

No. El cálculo es del sistema en su conjunto. La información disponible que empleó este estudio no permite señalar activos. En los documentos oficiales consultados no aparecen los costos por refinería. Lo que sí se puede afirmar es cuánto vale, en términos generales, retirar capacidad y exportar el crudo liberado, y que esa ganancia sólo existe si el costo fijo efectivamente desaparece. El orden que proponemos es: primero la ión por activo, después un criterio público de rentabilidad, y sólo entonces la decisión.

***¿Y la sustitución de importaciones? Refinar en México ahorra divisas.***

Es el principal mitigante del argumento y hay que decirlo. Producir aquí los combustibles que de otro modo se importarían tiene valor en balanza de pagos, y el cálculo no lo cuantifica. También hay obligaciones contractuales de suministro que encarecerían un giro abrupto. Lo que el cálculo muestra es el costo de esa decisión, para que se tome sabiendo cuánto cuesta, no para negar que tenga otros beneficios.

## I · El margen bruto por refinería

El apartado sobre qué refinería rinde más y cuál rinde menos no usa el modelo de esta nota, sino un cálculo distinto y más simple, porque el 20-F reporta al Sistema Nacional de Refinación como un bloque y no desagrega por activo. La fuente es la Base de Datos Institucional (BDI) de Pemex, que sí publica por refinería el proceso de crudo por tipo —pesado, ligero, superligero y reconstituido— y la elaboración de petrolíferos.

El cálculo es: margen bruto = (valor de la producción de petrolíferos − valor de exportación del crudo procesado) ÷ barriles de crudo procesados. La producción de cada refinería se valúa con el precio implícito de las ventas internas de productos elaborados en el SNR —el valor de las ventas entre su volumen, sin el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) ni el Impuesto al Valor Agregado (IVA) ni fletes—, convertido a dólares con el tipo de cambio FIX promedio del año. El crudo se valúa con el precio promedio de exportación de cada tipo de crudo.

Dos advertencias sobre esa valuación. La primera es que emplea precios de venta interna, que el apartado A descarta para el cálculo principal por incluir logística y margen de comercialización; se usan aquí porque son los únicos precios que la BDI permite asociar a la producción de cada refinería, y su efecto es elevar parejo el margen de todas, de modo que el orden entre ellas es más informativo que el nivel. La segunda es que el margen bruto no descuenta costo alguno de refinación: no es comparable con la renta por refinar del cálculo principal, ni con el diferencial de 21.5 USD/b.

Tres precisiones sobre los datos:

1. La producción que la BDI atribuye a Minatitlán incluye transferencias de gasolinas del complejo La Cangrejera y equivale a 104% del crudo que esa refinería procesó, lo que infla su margen.

2. Para Olmeca no se reporta producción de combustóleo ni de querosenos, así que su canasta sale mejor de lo que probablemente es.

3. El precio de exportación del crudo Olmeca aparece como no disponible entre 2018 y 2022, años en que Salamanca y Tula sí procesaron ese crudo; en esos años se valuó con el precio del Istmo.

# Fuentes

## Datos primarios de fuentes oficiales auditadas

- Petróleos Mexicanos, *Annual Report on Form 20-F*, ejercicios fiscales 2022, 2023, 2024 y 2025, presentado ante la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC).

  Es la fuente principal de nuestro estimado financiero: crudo procesado y capacidad de destilación del Sistema Nacional de Refinación, producción del SNR por producto, precios promedio realizados de exportación de crudo y de petrolíferos, costo unitario de producción de crudo, datos de operación y margen variable de Deer Park, volúmenes y precios de importación de refinados, y la nota de información por segmentos (Nota 6 del 20-F 2025) utilizada en la verificación contable del anexo, apartado D.

- Secretaría de Hacienda y Crédito Público, *Criterios Generales de Política Económica 2027* y *Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación 2027*.

  De aquí provienen los supuestos de la proyección 2026-2027: plataforma de producción de crudo, volumen de exportación, precio de la mezcla mexicana y tipo de cambio, así como las cifras de inversión física y de transferencias a Pemex.

- Banco de México, tipo de cambio FIX, serie diaria.

  Se usa el promedio anual para convertir a pesos los resultados calculados en dólares.

- Petróleos Mexicanos, precios vigentes de productos petrolíferos.

  Se emplea únicamente como bloque de referencia, para documentar la brecha entre el precio de venta interna y el precio de mercado en puerta de refinería, y no entra en el cálculo del valor de la producción.

## Referencias metodológicas

- U.S. Energy Information Administration, «An introduction to crack spreads», *Today in Energy*, 2 de junio de 2011.

  Definición del *crack spread* como medida del margen de refinación y de la convención 3:2:1.

- Pennsylvania State University, «Calculating the 3-2-1 Crack Spread», curso abierto EME 801, Energy Markets, Policy, and Regulation.

  Desarrolla el cálculo del 3:2:1 y sus límites como aproximación a la rentabilidad de una refinería, límites que esta nota recoge en el anexo, apartado B.

## Publicaciones previas de México Evalúa

- Paquete Económico 2027.

  Una apuesta en ingresos con deuda en aumento. México Evalúa, análisis del Paquete Económico 2027, Serie Paquete Económico 2027.

**Pemex: ¿cuánto se estima que vale más exportar que refinar?** es resultado del esfuerzo de los integrantes de México Evalúa, Centro de Análisis de Políticas Públicas. La investigación, el análisis y la redacción no hubieran sido posibles sin la participación de cada miembro del equipo:

**Mariana Campos**
Directora General de México Evalúa

**Jorge Cano**
Coordinador del programa de Finanzas Públicas

**Thamara Martínez**
Investigadora del programa de Finanzas Públicas

**Felipe Soto**
Edición

**Miguel Cedillo**
Edición gráfica

**Priscila García**
Coordinadora de Comunicación

**Mariana Villalobos y Jessica Hernández**
Equipo de comunicación

**Agradecimientos**

Agradecemos a **Ana Lilia Moreno**, coordinadora del programa de Regulación y competencia de México Evalúa, y a **Gonzalo Monroy**, director de Grupo Mexicano de Energía y Construcción (GMEC), quienes revisaron la metodología y aportaron las precisiones para que este estudio pudiera salir a la luz.