



**ENAP**

**ANÁLISIS RAZONADO  
DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA  
CONSOLIDADOS**

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO  
TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025**

**EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO**

**2025**

El propósito de este documento es facilitar el análisis de los Estados Financieros Consolidados de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2025, y su comparación con el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2024, para los saldos de balance, así como para las cifras de resultado.

Este informe debe entenderse complementario a los Estados Financieros Consolidados y sus notas explicativas, y de su lectura conjunta con estos últimos se podrá obtener una conclusión más integral sobre los temas expuestos.

## **1.- RESUMEN EJECUTIVO**

La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) registró una utilidad de US\$ 847,8 millones al 31 de diciembre de 2025, en comparación con los US\$ 408,2 millones obtenidos en el ejercicio anterior. Este mejor resultado se explica principalmente por el aumento del margen bruto que alcanzó los US\$ 1.424,6 millones, comparado con los US\$ 1.032,7 millones en 2024. Este incremento se debió a: (i) mayores ventas de producción propia valiosa en R&C, las que alcanzaron los 10.121 Mm<sup>3</sup>, representando un aumento de 1.138 Mm<sup>3</sup> (+13%); (ii) menores costos de energía derivados de un menor precio del Brent (68,2 dólares por barril (US\$/bbl) en la bolsa intercontinental de Londres (ICE), esto es 11,7 US\$/bbl por debajo del año 2024 (79,9 US\$/bbl)); (iii) menores costos por coberturas financieras; (iv) reducción en costos logísticos; y (v) disminución de los gastos financieros netos.

En cuanto al resultado por Líneas de Negocio, Refinación y Comercialización (R&C) alcanzó un Resultado Antes de Impuestos (RAI) de US\$ 851,7 millones, superior a los US\$ 487,2 millones del año anterior. Este aumento se explica por mejores márgenes internacionales promedio de refinación durante el ejercicio: en gasolinas, aumentaron de 14,7 US\$/bbl a 16,8 US\$/bbl, y en diésel de 20,2 US\$/bbl a 25,6 US\$/bbl. Adicionalmente, se registró una mayor venta de producción propia valiosa, impulsada por un cambio en el mix de ventas, y una optimización de costos logísticos, como resultado de diversas iniciativas operacionales.

Por su parte, Exploración y Producción (E&P) reportó un RAI de US\$ 193,5 millones, en comparación con los US\$ 201,8 millones del año anterior. De este total, US\$ 175,4 millones corresponden a las operaciones internacionales de ENAP, principalmente Ecuador y Egipto y US\$ 18,1 millones a la operación en Magallanes. La operación en Argentina fue vendida con fecha 13 de junio de 2025 y, de acuerdo con IFRS, se presenta hasta esa fecha como “Pérdida después de impuestos de las operaciones discontinuadas”, en una línea separada del estado de resultados.

En E&P internacional (Ecuador y Egipto), el RAI ascendió a US\$ 175,4 millones, lo que representa una disminución de US\$ 13,0 millones respecto de 2024. Esta variación se explica por mayores costos de ventas, asociados a la mayor ejecución de *workovers* y actividad en Ecuador, junto con los mayores costos en Egipto por transporte de crudo fuera de especificación. Adicionalmente, los ingresos se vieron afectados por: (i) la suspensión de bombeo por eventos exógenos en el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) en Ecuador; (ii) menores ingresos en Egipto por declinación natural de la producción y menor precio de Brent. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un impacto positivo en precio, derivados de la modificación contractual del bloque MDC en Ecuador, vigente desde julio de 2024, que aumentó una de las tarifas de servicio de extracción de crudo de 27 a 31 US\$/bbl, además del ajuste correspondiente por inflación de las tarifas que percibe la filial.

El EBITDA Consolidado de ENAP al 31 de diciembre de 2025 ascendió a US\$ 1.465,1 millones, el cual muestra un incremento de 37,4% respecto de los US\$ 1.066,1 millones obtenidos en el año 2024.

El 13 de junio de 2025, ENAP y su filial ENAP Sipetrol S.A. firmaron una compraventa con Oblitus International Ltd., compañía constituida y en vigencia de conformidad con las leyes del Reino Unido, para la venta del 100% de las acciones de ENAP Sipetrol Argentina S.A. y del 13,79% en Terminales Marítimas Patagónicas S.A. (TERMAP). El precio de la transacción alcanzó los US\$ 41,4 millones y su efecto en resultado se presenta en el rubro “Otras pérdidas” por US\$ 24,7 millones.

Las obligaciones financieras (bancos y bonos), disminuyeron US\$ 450 millones en el año 2025, producto de medidas tomadas por la Administración para reducir su apalancamiento y costo financiero, en línea con la estrategia financiera definida. Producto de lo anterior los pasivos financieros brutos al 31 de diciembre de 2025 ascienden a US\$ 3.103 millones (US\$ 3.553 millones al 31 de diciembre de 2024) y la carga financiera neta se redujo en US\$ 32 millones.

## 2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)	dic-25	dic-24	Var. US\$	% Var. Abs.
<b>ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS</b>				
Ingresos de actividades ordinarias	8.761,4	9.353,0	(591,6)	6,3%
Costos de ventas	(7.336,9)	(8.320,3)	983,4	11,8%
<b>Margen bruto</b>	<b>1.424,6</b>	<b>1.032,7</b>	<b>391,9</b>	<b>37,9%</b>
Otros ingresos, por función	25,8	24,9	0,9	3,6%
Costos de distribución	(270,6)	(258,1)	(12,5)	4,8%
Gastos de administración	(94,5)	(88,4)	(6,1)	6,9%
Otros gastos, por función	(38,5)	(80,9)	42,4	52,4%
<b>Ganancia de actividades operacionales</b>	<b>1.046,7</b>	<b>630,2</b>	<b>416,5</b>	<b>66,1%</b>
Otras pérdidas	(24,7)	(10,0)	(14,7)	>100,0%
Ingresos financieros	22,8	12,8	10,0	78,1%
Costos financieros	(182,9)	(205,0)	22,1	10,8%
Participación en asociadas	77,4	68,3	9,1	13,3%
Diferencias de cambio	(16,1)	8,6	(24,7)	>100,0%
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>923,3</b>	<b>504,9</b>	<b>418,4</b>	<b>82,9%</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	(55,5)	(39,1)	(16,4)	41,9%
<b>Ganancia procedente de operaciones continuadas</b>	<b>867,8</b>	<b>465,8</b>	<b>402,0</b>	<b>86,3%</b>
Pérdida después de impuestos de las operaciones discontinuadas *	(20,0)	(57,6)	37,6	65,3%
<b>Ganancia del ejercicio</b>	<b>847,8</b>	<b>408,2</b>	<b>439,6 &gt;100,0%</b>	

\* Pérdida procedente de operaciones discontinuadas se explica en punto 2.E.

#### *A. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS*

Los ingresos de actividades ordinarias disminuyeron un 9,3% al 31 de diciembre de 2025 respecto al año anterior, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)	dic-25	dic-24	Var. US\$	% Var. Abs.
<b>Ingresos de Actividades Ordinarias</b>				
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	7.221,7	7.162,2	59,5	0,8%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	471,8	1.084,0	(612,2)	56,5%
Ingresos por ventas E&P	679,5	681,6	(2,1)	0,3%
Ingresos por ventas gas natural importado	345,5	404,0	(58,5)	14,5%
Otros ingresos	42,9	21,2	21,7	102,4%
<b>TOTAL INGRESOS ORDINARIOS</b>	<b>8.761,4</b>	<b>9.353,0</b>	<b>(591,6)</b>	<b>6,3%</b>

Los ingresos por ventas de productos propios en R&C aumentaron en US\$59,5 millones (0,8%) en comparación con el año anterior, por un aumento en el volumen de ventas de producción propia en 881,7 Mm<sup>3</sup> al pasar de los 11.320,3 Mm<sup>3</sup> a 12.201,9 Mm<sup>3</sup> (7,8%), explicado por un cambio en el mix de ventas, con una mayor participación de productos propios respecto a productos importados, lo cual está compensado parcialmente por los menores precios de venta, desde un promedio de 101,0 US\$/bbl en el año 2024 a 94,1 US\$/bbl en 2025 (-6,9%).

Los ingresos asociados a la venta de productos importados en R&C, tales como diésel y gasolinas, disminuyeron en US\$612,2 millones (-56,5%), respecto al año 2024, explicado por un cambio en el mix de productos a venta, lo que implicó un menor volumen de venta por 745,5 Mm<sup>3</sup>, al pasar de 1.458,8 Mm<sup>3</sup> a 713,3 Mm<sup>3</sup> (-51,1%), sumado a un menor precio de venta promedio de la canasta de productos, que se redujo de los 118,1 US\$/bbl en el año 2024 hasta los 105,2 US\$/bbl en año 2025 (-13,0%).

Los ingresos por venta en E&P en el exterior (Ecuador y Egipto) al 31 de diciembre de 2025 ascendieron a US\$374,2 millones, lo que representa una disminución de US\$5,7 millones en comparación con el año 2024 (US\$ 379,9 millones), explicado principalmente por la declinación natural de la producción en Egipto, la afectación por eventos exógenos que impidieron el normal funcionamiento de SOTE en Ecuador en marzo y julio, así como también el impacto negativo de la caída del precio del Brent en Egipto (2025: US\$ 68,2 vs 2024: US\$ 79,8). Lo anterior, se contrarresta parcialmente por el efecto positivo de la aplicación de la modificación de contrato en MDC en Ecuador (incremento de la tarifa de servicio de extracción de crudo desde 27 a 31 US\$/bbl), junto con el ajuste correspondiente por inflación de las tarifas que percibe la filial y la mejor performance productiva de los pozos perforados el año 2025 en los campos MDC y PBH-I de Ecuador (aislando evento SOTE).

Los ingresos por venta de E&P en Magallanes ascendieron a US\$ 305,3 millones en 2025, en comparación con los US\$ 301,7 millones en 2024, registrándose un incremento de US\$ 3,6 millones (1,2%). Este aumento se explica principalmente por mayores ingresos por concepto de aporte compensatorio del gas. Cabe señalar que, en 2024, esta partida consideró una devolución al Estado por US\$4,8 millones, asociada a un menor CUP real 2023.

Los ingresos por venta de gas natural importado disminuyeron en US\$ 58,5 millones, explicado principalmente por menor valor del Brent utilizado como referencia en los precios de venta a los clientes. En promedio, el Brent fue 13,7% inferior respecto de 2024.

Finalmente, los ingresos asociados a la compensación del Estado de Chile, que cubre el precio de gas estabilizado para el suministro de gas residencial y comercial en la Región de Magallanes, ascendieron al equivalente de US\$64,6 millones en el año 2025, cifra que se compara con los US\$60,1 millones equivalentes percibidos durante el 2024.

**B. COSTOS DE VENTAS**

<b>Cifras en Millones de dólares (US\$)</b>	<b>dic-25</b>	<b>dic-24</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>% Var. Abs.</b>
<b>Costos de Ventas</b>				
Costos por compra de crudo	(5.262,5)	(5.721,4)	458,9	8,0%
Costos operacionales no crudo	(944,6)	(836,8)	(107,8)	12,9%
Costo de producción E&P	(421,9)	(407,7)	(14,2)	3,5%
Costos de productos importados	(444,7)	(1.049,4)	604,7	57,6%
Costo por venta de gas natural	(263,2)	(305,0)	41,8	13,7%
<b>TOTAL COSTOS DE VENTAS</b>	<b>(7.336,9)</b>	<b>(8.320,3)</b>	<b>983,4</b>	<b>11,8%</b>

Los costos por compra de crudo disminuyeron en US\$458,9 millones (-8,0%) durante el año 2025. Esta disminución se debe principalmente a la disminución en los precios de la materia prima, que disminuyeron desde los 79,9 US\$/bbl en 2024 a 68,2 US\$/bbl en año 2025 (-11,7 US\$/bbl). Este efecto fue compensado parcialmente por un alza en el volumen costeado de producción propia que pasó de 11.320,3 Mm<sup>3</sup> a 12.201,9 Mm<sup>3</sup> en año 2025 (7,8%).

Los costos asociados a la compra de productos importados en R&C, disminuyeron en US\$604,7 millones (-57,6%), respecto a 2024. Esta caída se explica por un cambio en el mix de productos vendidos, lo que resultó en un menor volumen de venta por 745,5 Mm<sup>3</sup>, al pasar de 1.458,8 Mm<sup>3</sup> a 713,3 Mm<sup>3</sup> (-51,1%), sumado a un menor precio de costo promedio de la canasta de productos, que se redujo de los 114,4 US\$/bbl en 2024 hasta los 99,1 US\$/bbl en 2025.

Los costos operacionales no crudo aumentaron en US\$107,8 millones (12,9%), debido principalmente al aumento de costos variables asociados con el incremento en la producción.

El costo de producción de E&P en el exterior, registró un incremento de US\$ 9,3 millones en los costos de las operaciones internacionales, particularmente en Ecuador como consecuencia de la mayor cantidad de *workovers* y actividad durante 2025; y en Egipto, debido a mayor costo de transporte por volumen de crudo fuera de especificación y mayor ejecución de *workovers*.

Los costos de venta de E&P en Magallanes ascendieron a US\$ 215,1 millones en 2025, que se comparan con los US\$ 210,2 millones en 2024, registrándose un incremento de US\$ 4,9 millones (2,3%), como resultado principalmente de mayores costos operacionales de las plantas de procesamiento de gas y licuables (servicios O&M, seguros, impuestos a las emisiones). Además, se presentaron mayores costos por cuota de agotamiento, depreciaciones y pago del 5% al Estado por mayor producción del Bloque Dorado Riquelme.

Los costos de venta de gas natural importado disminuyeron en US\$41,8 millones, explicado principalmente por un menor costo de suministro, asociado a disponibilidad de gas natural argentino.

**C. MARGEN BRUTO**

El Margen Bruto Consolidado alcanzó los US\$1.424,6 millones en 2025, lo que representa un aumento de US\$391,9 millones respecto a 2024, en el cual se alcanzó los US\$ 1.032,7 millones (37,9%).

La distribución del resultado por línea de negocio es la siguiente:

<b>Refinación y Comercialización (R&amp;C)</b>	<b>US\$ 1.176,0 millones</b>
<b>Exploración y Producción (E&amp;P)</b>	<b>US\$ 257,6 millones</b>

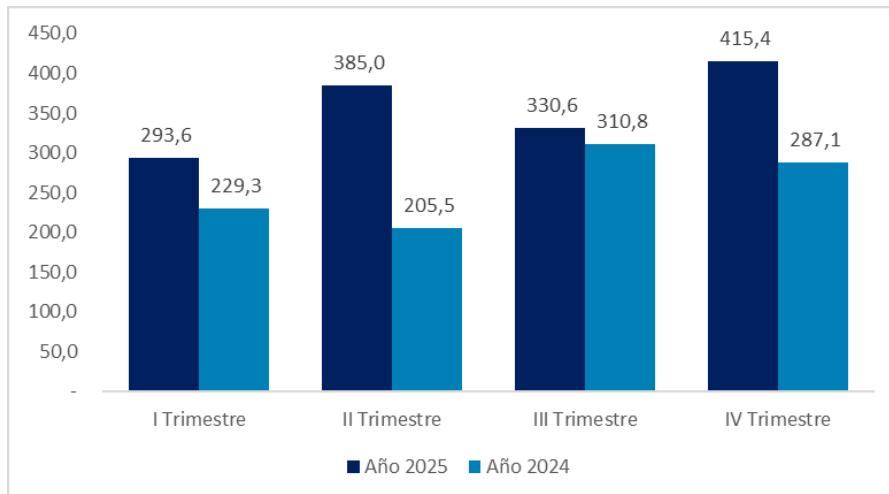
El Margen Bruto consolidado considera, adicionalmente, un resultado negativo correspondiente al costo de la operación del Centro Corporativo por US\$9,0 millones.

El Margen Bruto de R&C de US\$ 1.176,0 millones alcanzado en 2025 se compara con los US\$ 771,4 millones obtenidos en 2024. Este aumento se atribuye principalmente a: (i) la mayor venta de producción propia valiosa de R&C (+13%); (ii) menores costos de energía por menor Brent; (iii) menores costos de coberturas; y (iv) menores costos logísticos.

Por otro lado, el Margen Bruto de E&P en el exterior disminuyó de US\$ 182,4 millones en 2024 a US\$ 167,4 millones en 2025. Esta disminución de US\$ 15,0 millones, se explica por mayores costos operacionales en Ecuador y Egipto, junto con menor volumen dado el impacto negativo de los efectos exógenos en SOTE en Ecuador, la declinación natural de los pozos productivos en Egipto y el impacto de la caída del precio internacional del Brent. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un mayor efecto precio en Ecuador, asociado a la entrada en vigor, a partir de julio de 2024, de la modificación de contrato de servicios, que aumentó las tarifas del Bloque MDC, además de los ajustes inflacionarios aplicados en dicho país y el mejor desempeño productivo de la campaña de perforación 2025 en Ecuador.

El Margen Bruto de E&P en Magallanes ascendió a US\$ 90,2 millones en 2025 que se comparan con los US\$ 91,5 millones obtenidos en 2024, una disminución de 1,3%. Esta reducción se explica principalmente por los factores mencionados previamente en los costos de venta.

A continuación, se muestra la evolución trimestral del margen bruto consolidado para ENAP, comparado con el año anterior (en millones de US\$):



**D. VARIACIONES OTROS RUBROS**

Los Costos de distribución aumentaron en US\$12,5 millones, desde US\$258,1 millones en 2024 a US\$270,6 millones en 2025. Este aumento está relacionado con un incremento en costos de transporte por oleoductos y contratos de almacenamiento de productos, depreciación y otros, compensados parcialmente por una disminución en costos de transporte marítimo.

Los Otros gastos por función presentan una disminución de US\$42,4 millones, al pasar de US\$80,9 millones en 2024 a US\$38,5 millones en 2025. Esta disminución se explica principalmente por: (i) un cargo de US\$ 19,9 millones en 2024 por bajas y obsolescencia de Propiedades, Planta y Equipos (PP&E); (ii) un cargo de US\$ 18,2 millones en 2024 por ajuste a las provisiones asociadas a bonos al personal, y iii) menores costos de pozos exploratorios por US\$ 9,8 millones en 2025. Lo anterior fue compensado parcialmente por una provisión de incobrables de US\$ 7,4 millones y otros cargos por US\$ 1,9 millones.

El rubro Otras pérdidas, al 31 de diciembre de 2025, refleja la pérdida contable asociada a la venta de las operaciones en Argentina, que ascendió a US\$ 24,7 millones.

Los Costos financieros disminuyeron en US\$22,1 millones, pasando de US\$205,0 millones en 2024 a US\$182,9 millones en 2025. Esta disminución se explica por la reducción de la deuda financiera en 2024, lo que a su vez disminuyó los gastos diferidos, junto con un menor uso de financiamiento de proveedores durante el ejercicio.

El rubro Participación en asociadas aumentó en US\$9,1 millones, al pasar de US\$68,3 millones en 2024 a US\$77,4 millones en 2025. Este aumento se relaciona principalmente con mejores resultados atribuibles de Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A., Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., GNL Chile S.A. y Oleoductos Trasandino Chile S.A.

El rubro Diferencias de cambio presenta un resultado negativo de US\$16,1 millones en 2025, que se compara con una utilidad de US\$8,6 millones obtenida en 2024. Este resultado tiene relación con la exposición de saldos de moneda local en Chile y su efecto en los saldos de bancos en pesos, registros de cobro y pagos de impuestos, obligaciones con proveedores y provisiones del personal denominadas en pesos chilenos.

Finalmente, el rubro Gasto por impuestos a las ganancias registró un mayor gasto de US\$16,4 millones y se explica principalmente por una utilidad tributaria de la filial Enap Refinerías S.A. compensada parcialmente con la pérdida tributaria de la matriz, ENAP, cuya tasa de impuesto global es de 65%, este aumento de la pérdida tributaria es producto de la venta de la filial en Argentina, que tuvo un efecto de US\$189,0 millones.

**E. PÉRDIDA PROCEDENTE DE OPERACIONES DISCONTINUADAS**

*Una operación discontinuada corresponde a un componente de la Empresa que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y cuyas operaciones y flujos pueden distinguirse claramente del resto de la entidad, se presenta en una línea, bajo el nombre “Resultado después de impuestos de las operaciones discontinuadas”, mientras que en las notas a los Estados de Situación Financiera Consolidados se presenta un desglose de los ingresos, costos y resultados antes de impuestos. De acuerdo con la norma IFRS, la información del ejercicio comparativo del año 2024 se presenta de la misma forma y clasificación antes descrita.*

Durante 2024, la Empresa inició un proceso de venta de sus inversiones en Argentina y con fecha 18 de enero de 2025 informó a la CMF de la firma de un acuerdo de compraventa de la totalidad de las acciones de ENAP Sipetrol Argentina S.A. y de su participación del 13,79% en Terminales Marítimas Patagónicas S.A. (TERMAP).

Con fecha 13 de junio de 2025, se materializó la venta de las operaciones en Argentina y tanto el resultado de las operaciones hasta el 31 de mayo de 2025 como el resultado en la venta se excluyen de la Línea de Negocio E&P.

Considerando la venta, se presenta a continuación un cuadro con el resultado línea a línea, de la operación discontinuada hasta el 13 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Cifras en Millones de dólares (US\$)	31 de diciembre de	
ESTADO DE RESULTADOS OPERACIÓN DISCONTINUADA	2025	2024
Ingresos de actividades ordinarias	35,6	125,9
Costos de ventas	(44,9)	(117,3)
<b>Margen bruto</b>	<b>(9,3)</b>	<b>8,6</b>
Costos de distribución	(2,4)	(6,4)
Gastos de administración	(2,7)	(7,1)
Otros gastos, por función	(1,2)	(34,5)
<b>Resultado de actividades operacionales</b>	<b>(15,6)</b>	<b>(39,4)</b>
Ingresos financieros	0,0	0,1
Costos financieros	(3,1)	(12,5)
Diferencias de cambio	(1,3)	7,1
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(20,0)</b>	<b>(44,7)</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	0,0	(12,9)
<b>Pérdida atribuible a operaciones discontinuadas</b>	<b>(20,0)</b>	<b>(57,6)</b>

### 3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

#### ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)	dic-25	dic-24	Var. US\$	% Var. Abs.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS				
Activos corrientes	1.778,4	2.133,4	(355,0)	(16,6%)
Activos no corrientes	5.755,9	5.263,9	492,0	9,3%
<b>ACTIVOS</b>	<b>7.534,3</b>	<b>7.397,3</b>	<b>137,0</b>	<b>1,9%</b>

Al 31 de diciembre de 2025, el total de activos registró un aumento neto de US\$137,0 millones en comparación con el total registrado al 31 de diciembre de 2024. Este aumento se explica principalmente por el efecto de las variaciones observadas en los saldos de los siguientes rubros:

- **Efectivo y equivalentes al efectivo** aumentó en US\$269,4 millones (131,18%) al pasar de US\$204,4 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$473,8 millones al 31 de diciembre de 2025. Este aumento se debe a mayores flujos operacionales junto con un aumento en la rotación de cuentas por cobrar y menores requerimientos de capital de trabajo asociados a inventarios.
- **Otros Activos Financieros corrientes** presentaron una disminución de US\$59,4 millones al pasar de US\$161,1 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$101,8 millones al 31 de diciembre de 2025, principalmente por depósitos a plazo (DAP) designados para cubrir el vencimiento de la deuda de Bonos con vencimiento durante 2026. Esta cifra mantenida en DAP es inferior en US\$ 71,9 millones a los DAP mantenidos al cierre de 2024 para el mismo propósito de repago de deuda existente. Adicionalmente,

como resultado de la posición de cierre de los *mark-to-market* de las coberturas de riesgo de tipo de cambio y de precios del crudo se tuvo una variación de US\$ 12,5 millones.

- **Deudores Comerciales y Otras cuentas por cobrar corrientes** disminuyeron en US\$220,3 millones (38,8%) al pasar de US\$567,5 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$347,1 millones al 31 de diciembre de 2025, esta disminución se debe principalmente a que ciertas empresas distribuidoras optaron por un cambio en la modalidad de pago de las facturas desde pago a crédito a pago contado.
- **Cuentas por cobrar a entidades relacionadas** disminuyeron en US\$7,0 millones (19,5%) al pasar de US\$36,0 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$29,0 millones al 31 de diciembre de 2025. Esta disminución se debe principalmente a menores saldos con Ministerio de Energía por US\$ 11,8 millones, compensado parcialmente con un mayor saldo con GNL Chile S.A., por la posición de compra de los saldos al cierre del mes por US\$ 4,0 millones y otras variaciones por US\$ 0,8 millones.
- **Inventarios** presenta una disminución de US\$216,7 millones (20,9%) al pasar de US\$1.035,1 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$818,4 millones al 31 de diciembre de 2025, debido a un menor nivel de inventario de crudo por US\$ 86,8 millones e inventario de productos por US\$ 129,2 millones y otras variaciones por US\$0,6 millones.
- **Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta** presentaban al 31 de diciembre de 2024 un saldo de US\$ 119,1 millones asociado a las operaciones en Argentina en proceso de venta a dicha fecha, estas operaciones fueron vendidas con fecha 13 de junio de 2025.
- **Otros activos financieros, no corrientes** presenta un aumento de US\$29,3 millones (597,4%) al pasar de US\$4,9 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 34,2 millones al 31 de diciembre de 2025, debido a posición de cierre de Coberturas de flujo de caja por US\$ 29,3 millones.
- **Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación** refleja un aumento de US\$26,7 millones, al pasar de US\$199,3 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 225,9 millones al 31 de diciembre de 2025, debido principalmente al reconocimiento de resultados devengados por US\$ 77,4 millones, dividendos recibidos por US\$ 41,4 millones y disminuciones de capital por US\$ 11,3 millones.
- **Propiedades, Planta y Equipo** se incrementó desde los US\$3.520,6 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 3.769,6 millones al 31 de diciembre de 2025, representando un aumento neto de US\$249,0 millones (5,6%). Los principales movimientos de la cuenta se componen de adiciones por US\$ 616,2 millones (US\$307,2 millones corresponden a Línea de Negocios E&P y US\$309,0 millones a Línea de Negocios R&C), parcialmente compensado por depreciaciones y otros ajustes por US\$367,2 millones.
- **Activos por impuestos diferidos** aumentó US\$216,1 millones (16,3%) al pasar de US\$1.327,9 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$1.544,0 millones al 31 de diciembre de 2025, principalmente debido al incremento en las pérdidas tributarias de ENAP producto de la venta de la filial en Argentina de US\$189,0 millones, lo cual aumentó el activo por impuesto diferido en US\$122,8 millones. La Empresa se encuentra evaluando diferentes alternativas que permitan el aprovechamiento de este activo diferido.

**PASIVOS Y PATRIMONIO**

Cifras en Millones de dólares (US\$)	dic-25	dic-24	Var	Var.% abs.
<b>ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS</b>				
Pasivos financieros corrientes	119,4	367,5	(248,1)	67,5%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	675,9	733,9	(58,0)	7,9%
Otros pasivos corrientes	237,0	347,6	(110,6)	31,8%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>1.032,3</b>	<b>1.449,0</b>	<b>(416,7)</b>	<b>28,8%</b>
Pasivos financieros, no corrientes	2.983,1	3.185,0	(201,9)	6,3%
Otros pasivos, no corrientes	367,9	399,8	(31,9)	8,0%
<b>Total pasivos, no corrientes</b>	<b>3.351,0</b>	<b>3.584,8</b>	<b>(233,8)</b>	<b>6,5%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>4.383,3</b>	<b>5.033,8</b>	<b>(650,5)</b>	<b>12,9%</b>
Patrimonio	3.151,0	2.363,5	787,5	33,3%
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>7.534,3</b>	<b>7.397,3</b>	<b>137,0</b>	<b>1,9%</b>

**PASIVOS**

Al 31 de diciembre de 2025 los pasivos totales de la Empresa registraron una disminución de US\$650,5 millones respecto del cierre de 2024. Esta disminución se desglosa principalmente de la siguiente manera:

- **Pasivos financieros corrientes y no corrientes** presentaron una disminución de US\$ 450,0 millones. Esta disminución se desglosa en (i) el pago de los bonos reajustables por UF 3.000.000 (BENAP-H) y UF 5.000.000 (BENAP-G), equivalentes a US\$ 306,0 millones neto de cobertura, efectuada con fecha 16 de junio de 2025 y 1 de septiembre de 2025, respectivamente; (ii) un prepago parcial de capital de bonos internacionales por US\$171,2 millones efectuada con fecha 22 de diciembre de 2025, y (iii) efectos de coberturas de commodity (TSS), Cross Currency Swap (CCS) y Forwards por US\$32,3 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por US\$55,0 millones asociados a la variación del valor de los Bonos en UF respecto del dólar americano (esta variación de los Bonos en UF tiene una estrategia de coberturas de flujo de caja, que cubren la variación de la UF respecto del dólar americano) y otras disminuciones por US\$ 4,5 millones.
- **Cuentas por pagar comerciales** disminuyeron en US\$58,0 millones, al pasar de US\$733,9 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 675,9 millones al 31 de diciembre de 2025, menores saldos con proveedores de crudo y productos por US\$ 155,1 millones compensado parcialmente por un aumento de proveedores nacionales e impuestos de retención por US\$ 97,1 millones.
- **Cuentas por pagar a empresas relacionadas** disminuyeron en US\$35,8 millones, al pasar de US\$59,1 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 23,3 millones al 31 de diciembre de 2025, principalmente por el saldo por pagar a GNL Chile S.A., relacionados con la posición de cierre de las operaciones de compra de gas natural.
- **Pasivos por impuestos, corrientes** disminuyeron en US\$20,4 millones, al pasar de US\$100,6 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 80,2 millones al 31 de diciembre de 2025, principalmente por el pago anticipado de impuesto a la renta en ENAP Refinerías S.A.
- **Pasivos incluidos en grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta** disminuyeron en US\$78,2 millones, como resultado de la venta de las operaciones en Argentina con fecha 13 de junio de 2025.

## PATRIMONIO

Al 31 de diciembre de 2025 el Patrimonio aumentó en US\$ 787,5 millones (33,3%) respecto al cierre de 2024, debido a la utilidad del ejercicio de US\$ 847,8 millones y US\$ 150 millones de aportes para futuras capitalizaciones realizados por el Estado. Lo anterior fue parcialmente compensado por el reconocimiento de dividendos pagados al Estado de US\$ 204 millones correspondientes al 50% de la utilidad de 2024 y ajustes a resultados acumulados y reservas de cobertura por US\$ 6,3 millones.

## 4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo al 31 de diciembre de 2025 y 2024 son los siguientes:

Cifras en Millones de dólares (US\$)	dic-25	dic-24	Var. US\$	% Var. Abs.
<b>Estados de Flujos de Efectivos</b>				
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	1.290,9	1.224,0	66,9	5,5%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(476,1)	(847,4)	371,3	43,8%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(568,3)	(346,7)	(221,6)	63,9%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	246,5	30,0	216,5	>100,0%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	7,1	(8,1)	15,2	>100,0%
<b>Variación de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>253,6</b>	<b>21,9</b>	<b>231,7</b>	<b>&gt;100,0%</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	204,4	182,5	21,9	12,0%
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio</b>	<b>458,0</b>	<b>204,4</b>	<b>253,6</b>	<b>124,1%</b>

El flujo de actividades de operación en 2025 registró un saldo positivo de US\$ 1.290,9 millones, en comparación con los US\$ 1.224,0 millones registrados en 2024, este aumento se debe principalmente al resultado operacional compensado parcialmente por el mayor pago de impuestos durante el presente año. El flujo utilizado en actividades de inversión ascendió a US\$ 476,1 millones en 2025, en comparación con los US\$ 847,4 millones registrados en 2024, esta disminución se explica principalmente por rescates de inversiones en depósitos a plazo superiores a tres meses por US\$ 71,6 millones durante el presente año e inversiones netas de US\$ 150 millones en el año anterior. El flujo de actividades de financiamiento en 2025 reflejó una salida neta de fondos por US\$ 568,3 millones, comparado con US\$ 346,7 millones en el año 2024. En ambos años, esta utilización se relaciona con la ejecución de pagos de deuda con el público (bonos), pago de dividendos y amortización de arrendamientos financieros. Finalmente, el saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo ascendió a US\$ 458,0 millones al 31 de diciembre de 2025 que se compara con US\$ 204,4 millones al cierre de 2024.

## 5.- EBITDA

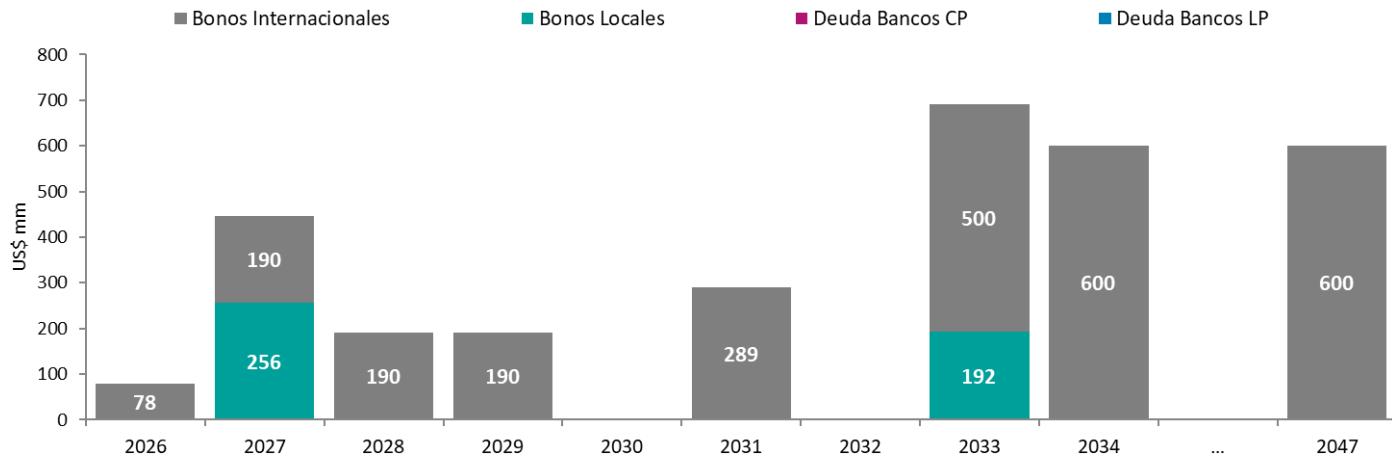
El EBITDA de US\$ 1.465,1 millones en 2025, se compara con los US\$ 1.066,1 millones obtenidos en 2024. El detalle es el siguiente:

EBITDA	dic-25	dic-24	Var. US\$	% Var. Abs.
<b>Resultado Operacional</b>	<b>1.046,7</b>	<b>630,2</b>	<b>416,5</b>	<b>66,1%</b>
Depreciación, amortización y cuota de agotamiento	394,8	371,8	23,0	6,2%
Otros cargos a resultados	23,6	64,1	(40,5)	63,2%
<b>EBITDA</b>	<b>1.465,1</b>	<b>1.066,1</b>	<b>399,0</b>	<b>37,4%</b>

Al 31 de diciembre de 2025 la contribución al EBITDA por parte de R&C fue de US\$ 1.095,2 millones, en tanto que E&P alcanzó los US\$ 395,2 millones. Adicionalmente, se registraron costos corporativos ascendentes a US\$ 25,3 millones.

## 6.- PERFIL AMORTIZACIÓN DE CAPITAL ENAP AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

El presente gráfico muestra el perfil de amortización del capital de la deuda de ENAP:



\* Instrumentos se muestran en este gráfico fijados sus valores por CCS

## 7.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Los principales indicadores financieros de liquidez, endeudamiento, actividad y rentabilidad del Grupo ENAP se detallan a continuación:

LIQUIDEZ		dic-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente <sup>(1)</sup>	(veces)	1,72	1,47	0,25	17,0%
Razón Ácida <sup>(2)</sup>	(veces)	0,93	0,76	0,17	22,4%

<sup>(1)</sup> Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

<sup>(2)</sup> Razón ácida = (Activos corrientes - Inventarios) / Pasivos corrientes

ENDEUDAMIENTO		dic-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>	(veces)	1,39	2,13	(0,74)	34,7%
Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>	(veces)	0,80	1,35	(0,55)	40,9%
Razón de endeudamiento financiero, corriente <sup>(3)</sup>	(porcentaje)	3,85	10,34	(6,49)	62,8%
Razón de endeudamiento financiero, no corriente <sup>(4)</sup>	(porcentaje)	96,15	89,66	6,49	7,2%
Cobertura de gastos financieros <sup>(5)</sup>	(veces)	9,15	5,55	3,60	64,9%
Razón de deuda financiera neta a EBITDA <sup>(6)</sup>	(veces)	1,74	3,00	(1,26)	42,0%

<sup>(1)</sup> Razón de endeudamiento = (Total pasivos corrientes + Total pasivos no corrientes) / Patrimonio total

<sup>(2)</sup> Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros - efectivo y equivalentes) / Patrimonio total

<sup>(3)</sup> Razón de endeudamiento, corriente = Pasivo financiero corriente / Total pasivos financieros

<sup>(4)</sup> Razón de endeudamiento, no corriente = Pasivo financiero no corriente / Total pasivos financieros

<sup>(5)</sup> Cobertura de gastos financieros = EBITDA LTM / Costos financieros netos LTM

<sup>(6)</sup> Razón de deuda financiera neta a EBITDA = (Total Pasivos Financieros – efectivo y equivalentes y DAP) / EBITDA LTM

ACTIVIDAD		dic-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
<b>Activos</b>					
Activos totales <sup>(1)</sup>	(Millones US\$)	7.534,3	7.397,3	137,0	1,9%
Activos promedio <sup>(2)</sup>	(Millones US\$)	7.465,8	7.257,0	208,8	2,9%
<b>Inventarios</b>		<b>dic-25</b>	<b>dic-24</b>	<b>Var.</b>	<b>% Var. Abs.</b>
Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>	(veces)	7,92	7,81	0,11	1,4%
Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup>	(meses)	1,52	1,54	(0,02)	1,6%

<sup>(1)</sup> Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

<sup>(2)</sup> Activos promedio = (Activos Totales del período actual + Activos totales año anterior) / 2

<sup>(3)</sup> Rotación de inventarios = Costo de venta últimos doce meses / Inventario promedio últimos doce meses

<sup>(4)</sup> Permanencia de inventarios = Inventario promedio últimos doce meses / Costo de venta últimos doce meses (promedio mensual)

RENTABILIDAD		dic-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio <sup>(1)</sup>	(porcentaje)	30,75	19,63	11,12	56,6%
Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup>	(porcentaje)	11,36	5,62	5,74	102,1%

<sup>(1)</sup> Rentabilidad de patrimonio promedio = Resultado últimos 12 meses / ((Patrimonio período actual + Patrimonio período anterior) / 2)

<sup>(2)</sup> Rentabilidad de activos = Resultado últimos 12 meses / Activos Totales promedio últimos doce meses

## 8.- DIFERENCIAS ENTRE VALORES ECONÓMICOS Y DE LIBROS DE LOS ACTIVOS.

Respecto a los principales activos de la Empresa, cabe mencionar lo siguiente:

La Empresa evalúa anualmente el deterioro del valor de los activos, conforme a la metodología establecida y de acuerdo con lo determinado en la NIC 36.

Los activos sobre los cuales aplica la metodología son los siguientes:

- ❖ Propiedades, Planta y Equipos
- ❖ Activos Intangibles
- ❖ Inversiones en Filiales y Asociadas
- ❖ Otros Activos no Corrientes

La evaluación de deterioro del valor de los activos se realiza a fin de verificar si existe algún indicio que el valor libro sea menor al importe recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro (de haberlo). En caso de que el activo no genere flujos de caja que sean independientes de otros activos, la Empresa determina el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

El valor recuperable es el más alto entre el valor justo menos los costos de vender y el valor en uso. Para determinar el valor en uso, se calcula el valor presente de los flujos de caja futuros descontados, a una tasa asociada al activo evaluado. Si el valor recuperable de un activo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo con las NIIF, según lo que se señala en la Nota 3 de los Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios.

De acuerdo con las normas de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), las inversiones en empresas filiales y asociadas se valorizan según el método de la participación de las respectivas empresas. Según este método, la inversión se registra inicialmente al costo, y es ajustada posteriormente por los cambios posteriores a la adquisición en la parte del inversor, de los activos netos de la participada.

## 9.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Durante el 2025, el precio del petróleo crudo Brent ICE promedio 68,2 dólares por barril (US\$/bbl) en la bolsa intercontinental de Londres, esto es 11,7 US\$/bbl por debajo del 2024 (79,9 US\$/bbl). Por su parte, el crudo WTI de EE.UU., promedió 64,7 US\$/bbl, 11,1 US\$/bbl por debajo de 2024 (75,8 US\$/bbl).

### Contexto mercado del petróleo:

Durante el primer semestre de 2025, los precios del petróleo exhibieron una alta volatilidad, moviéndose en un rango aproximado de 60 a 80 US\$/bbl, influenciados por factores económicos y geopolíticos. El mercado reaccionó inicialmente a expectativas de menor crecimiento global, asociadas a tensiones comerciales, junto con anuncios de mayor oferta por parte de la OPEP+, lo que presionó los precios a la baja.

En junio, los conflictos en Oriente Medio impulsaron al Brent por sobre los 78 US\$/bbl, aunque este repunte fue transitorio y dio paso a una estabilización en torno a 67–70 US\$/bbl tras el anuncio de un alto al fuego.

Durante el segundo semestre, la persistente incertidumbre comercial y las decisiones de mayor producción por parte de la OPEP+ mantuvieron los precios acotados en la banda media de los 60 US\$/bbl, con repuntes leves y de corta duración.

Hacia el cierre del año, los precios del petróleo tendieron a la baja, a medida que el mercado incorporó una menor prima de riesgo geopolítico, apoyada en avances en las conversaciones de paz entre Rusia y Ucrania y en un escenario de mayor cautela en Medio Oriente. No obstante, nuevas tensiones en Venezuela, vinculadas a restricciones a buques y exportaciones de crudo, reintrodujeron episodios puntuales de volatilidad.

En el 2025, los siguientes factores han sido determinantes en los precios del petróleo:

### Factores a la baja:

- **Aumento de producción por parte de la OPEP+,**
  - La alianza revirtió recortes y elevó gradualmente su cuota, avivando temores de sobreoferta.
  - En mayo-julio añadió ~400 kbd por mes; además, se anunció +547 kbd desde septiembre y +137 kbd desde octubre-noviembre, continuando el retorno paulatino de 1,65 MMbd recortados. Con una demanda global débil, estos incrementos ejercieron presión bajista sobre los precios en el segundo semestre.
- **Mayor oferta de combustibles fósiles en EE. UU.**
  - La declaración de “crisis energética” y las políticas de la administración Trump impulsaron la producción de crudo y gas a niveles récords. En 2025, la producción de crudo registró un crecimiento de 2% respecto de 2024, mientras que la producción de gas natural aumentó 1,4% interanual a noviembre.
  - En el último mes del año, la producción semanal rondó 13,8 MMbd, ~200 mil barriles/día por sobre 2024. El mayor suministro alivió presiones de precios y mejoró el abastecimiento del mercado.

• **Tensiones comerciales y menor demanda esperada:**

- La guerra arancelaria iniciada por EE.UU. elevó la incertidumbre y moderó las proyecciones de consumo global de crudo.
- El 2 de abril se anunciaron aranceles masivos, con una pausa parcial para negociar con China; en agosto entraron en vigor gravámenes a 72 países (10–50%), incluido 15% a la UE y 25% a India por compras de crudo ruso.
- China obtuvo prórroga manteniendo 30% hasta noviembre, con riesgo de subir a 54%. Este entorno ha deteriorado la confianza y las expectativas de demanda.

**Factores al alza:**

• **Conflictos en Medio Oriente:**

- Las tensiones elevaron intermitentemente el petróleo en 2025. El conflicto Israel–Palestina recrudeció y el choque Israel–Irán escaló (ataques del 12 y 21 de junio), hasta un alto el fuego el 23 de junio.
- Aumentó el riesgo de cierre del Estrecho de Ormuz (por donde pasa diariamente ~20% del crudo y GNL global).
- En paralelo, los ataques hutíes en el Mar Rojo continúan desviando buques por el Cabo de Buena Esperanza, alargando viajes y elevando demanda de bunker. La inestabilidad mantuvo soporte alcista en precios y diferenciales de productos.
- Al cierre del 2025, Medio Oriente experimentó un cese formal de hostilidades entre Israel y Hamás, con un alto el fuego en Gaza que redujo los combates, pero sin resolver la inseguridad ni los problemas humanitarios.

• **Restricciones a exportaciones de crudo y productos de países sancionados:**

- EE.UU. y la UE intensificaron sanciones durante el 2025, apuntando a Rusia, Irán y Venezuela e incluyendo penalizaciones a navieras.
- Desde septiembre, la UE redujo el precio tope del crudo ruso de 60 a 47,6 US\$/bbly vetó desde enero de 2026, los refinados elaborados con crudo ruso.
- EE.UU. aplicó aranceles secundarios a importadores de crudo ruso (+25% a India desde el 27 de agosto). Esta medida redujo la venta de crudo y diésel ruso, restringieron la oferta alternativa y sostuvieron los precios internacionales.
- El 16 de diciembre, EE. UU. ordenó un “bloqueo total y completo” a los buques petroleros sancionados que operan desde o hacia Venezuela, reforzando el control marítimo y la presión sobre sus exportaciones de crudo, lo que elevó la incertidumbre sobre la disponibilidad de suministro regional.

• **Conflicto Rusia–Ucrania sin resolver:**

- La guerra continúa sin perspectivas de alto el fuego. Pese a gestiones diplomáticas (reunión Trump–Putin el 15 de agosto y contactos con Kiev), no hubo avances.
- EE. UU., la UE, el Reino Unido y Francia impulsaron un plan de paz enfocado en garantías de seguridad para Ucrania, apoyo militar futuro y una eventual fuerza multinacional para respaldar un alto el fuego. En paralelo, Ucrania avanzó en negociaciones con aliados occidentales sobre seguridad y el control de zonas estratégicas, como Donetsk y la central nuclear de Zaporizhzhia. Sin embargo, no se logró alcanzó la paz.
- Ambos bandos mantuvieron ataques a infraestructura energética, bases y puertos, sosteniendo una prima de riesgo geopolítico en el crudo y el diésel.

## Refinados - Costa del Golfo de EE. UU. (USGC)

En el 2025, los márgenes de refinación en la Costa del Golfo de EE.UU. mostraron un aumento de 3,9 US\$/bbl en comparación con 2024 (17,3 vs 13,4 US\$/bbl).

- Durante los primeros meses de 2025, una extensa temporada de mantenimiento de refinerías en EE.UU., sumada a un invierno frío que disparó el consumo de diésel, redujo los inventarios de productos y sostuvo márgenes altos a inicios de año.
- A esto se agregó el cierre definitivo de la refinería LyondellBasell (Houston) de 260 kb/d a fines de febrero, equivalente al 3% de la capacidad del USGC y 1,4% de la nacional, lo que ajustó aún más la oferta de refinados.
- Durante julio y noviembre el crack 7-331 se mantuvo elevado, por sobre los 20 US\$/bbl, debido a bajos stocks asociados a mantenciones y caídas en refinerías de EE.UU., menor refinación en Rusia y medio oriente.
- Durante diciembre, y posterior al período de mantenciones, los cracks bajaron debido a un aumento de la refinación en EE.UU.

## Gasolinas

Al finalizar el 2025 el precio de la gasolina Unleaded 87 en USGC promedió 84,9 US\$/bbl, una disminución de 9,5 US\$/bbl respecto al año anterior, cuando se situó en 94,5 US\$/bbl. El diferencial de precio de la gasolina respecto al Brent Ice promedió 16,8 US\$/bbl; 2,1 US\$/bbl más que el 2024 (14,7 US\$/bbl).

Los márgenes de gasolinas han sido afectados por los siguientes factores:

- La demanda interna de EE.UU. disminuyó un 1% respecto de 2024, influenciada por la mayor eficiencia energética y la creciente penetración de vehículos eléctricos.
- Las nuevas capacidades de refinación en Nigeria (Dangote) y México (Dos Bocas) no han podido operar a su capacidad máxima por problemas técnicos, lo que ha favorecido el crack de gasolina.
- A comienzos de noviembre, los inventarios de gasolina cayeron a un mínimo histórico, debido a paradas inesperadas en las refinerías de Houston (200 kb/d) y Whiting (440 kb/d). A esto se sumó un récord en las exportaciones, lo que respaldó los márgenes (cracks) de la gasolina.

## Diésel

En 2025, el precio promedio del diésel de bajo azufre en USGC fue de 93,8 US\$/bbl, una caída de 6,2 US\$/bbl respecto al mismo periodo de 2024. El diferencial de precio del diésel respecto al Brent Ice promedió 25,6 US\$/bbl; 5,4 US\$/bbl más alto que el año pasado (20,2 US\$/bbl).

Los cracks del diésel encontraron un sustento por sobre los 20 US\$/bbl, apoyados por:

- Mayor consumo y exportaciones desde EE.UU.: en el primer semestre, la demanda doméstica de diésel subió +5% respecto de 2024 (invierno riguroso), llevando los inventarios a mínimos hacia abril. Luego, el consumo interno se estabilizó. Las exportaciones, en cambio, crecieron ~25% entre el abril y septiembre, impulsadas por la menor oferta de Medio Oriente, cierres en Europa (~350 kb/d) y las restricciones al diésel ruso. Con ello, la demanda total en 2025 (interno + exportaciones) creció 1% con respecto al 2024.
- Los inventarios iniciaron 2025 en niveles muy bajos y comenzaron a reponerse desde mayo, debido al aumento de la producción, impulsado por cracks elevados que favorecieron la producción de diésel.

- Geopolítica: La UE prohibirá importar diésel producido con crudo ruso desde enero-26 (impacto ~300 kb/d), y EE.UU. aplicó aranceles punitivos desde fines de agosto. Esto reconfigura los flujos a favor de EE.UU. Además, la estacionalidad alcista (cosechas sept-nov e inicio de invierno) respaldó los márgenes de diésel hacia el cierre del año.
- En noviembre, el crack del diésel alcanzó los 42,2 US\$/bbl, impulsado por inventarios ajustados y por las restricciones aplicadas a productos y empresas rusas, nivel no observado en casi dos años.

## Fuel Oil

En el 2025 el precio del fuel oil N°6 con 3% de azufre promedió 62,3 US\$/bbl, lo que representa una caída de 6,8 US\$/bbl en comparación con el 2024. El crack frente al Brent ICE se ubicó en -5,9 US\$/bbl mostrando un aumento de 4,9 US\$/bbl respecto al mismo periodo del año pasado. El aumento del crack está influenciado por los siguientes factores:

- Mayor consumo de bunker por desvíos marítimos: La persistente inseguridad en Medio Oriente continuó extendiendo las rutas de navegación —con desvíos por el Cabo de Buena Esperanza—, incrementando las millas recorridas y la demanda de fuel oil marino, lo que sostuvo los cracks de fuel durante gran parte del año. Si bien algunos riesgos se moderaron a mediados del tercer trimestre, el uso de rutas alternativas mantuvo un elevado consumo hacia el cierre de 2025. En este contexto, el tránsito por el Mar Rojo se mantiene cerca de un 60% por debajo de los niveles normales.
- Menor disponibilidad de crudos pesados en EE.UU.: A octubre, las importaciones de crudo pesado al USGC disminuyeron 6% vs 2024, principalmente desde Venezuela (-35%) debido al término temporal del waiver a Chevron; y desde Canadá (-9%).
- Flexibilización de sanciones: A fines de julio se restableció el waiver para Chevron en Venezuela, con potencial de +200 kb/d de crudo pesado hacia EE.UU., con lo cual la producción aumentó 4% y los stocks se recuperaron.
- Inventarios ajustados: Los stocks de fuel fueron un 25% más bajos que los de 2024, alcanzando el mínimo en 10 años.

## Tarifas de flete USGC-Chile

Entre enero y diciembre, las tarifas de flete promediaron 7,2 US\$/bbl, 1,5 US\$/bbl por debajo del promedio del 2024 (8,7 US\$/bbl), favorecidas por la plena disponibilidad del Canal de Panamá.

- Durante la semana de mayores tensiones en Medio Oriente (junio), las tarifas aumentaron hasta los 8,3 US\$/bbl, debido a un aumento de las exportaciones de diésel a Europa.
- La ruta por Panamá opera con normalidad, a diferencia de las restricciones por sequía de los años 2023 y 2024. Los niveles del lago Gatún, que alimenta el Canal se han mantenido en niveles normales, asegurando un tránsito fluido de buques.
- A fines del septiembre, las tarifas volvieron a elevarse por la incertidumbre en torno al diésel ruso, con Brasil sustituyendo ese suministro con diésel de la USGC y compitiendo por tonelaje con el Caribe, México y Europa.
- Durante el cuarto trimestre, las tarifas se mantuvieron en el rango de 7–8 US\$/bbl, con presiones alcistas puntuales por mayor demanda regional que fueron compensadas hacia el cierre del trimestre por una mayor disponibilidad de buques y una menor actividad estacional.

## Gas natural

En el 2025, el precio del Gas Natural, según el marcador Henry Hub de EE.UU., promedió 3,6 US\$/MMBTU, un aumento de 1,2 US\$/MMBTU respecto al año 2024 (2,4 US\$/MMBTU).

- Durante 2025 la demanda interna de gas natural creció 2,8% vs 2024, principalmente en el sector residencial e industrial.
- Las exportaciones de GNL aumentaron en torno a ~3 Bcf/d (+27%), impulsadas por nueva capacidad exportadora en EE.UU., entregando soporte estructural a los precios.
- Condiciones climáticas: Al inicio del invierno, el precio del Henry Hub alcanzó un máximo histórico de 5,3 US\$/MMBtu, impulsado por condiciones climáticas más frías de lo normal. Durante diciembre, los heating degree days (HDD) en EE.UU. se ubicaron aproximadamente 14% por sobre el promedio histórico, fortaleciendo la demanda estacional de gas natural.

## 10.- ANÁLISIS DE RIESGO

### a.- Riesgo de mercado - precio del crudo

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos a través de su filial ENAP Sipetrol S.A. y en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo a través de ENAP Refinerías S.A. La refinación y comercialización de sus productos en Chile representa una parte substancial de las operaciones de ENAP.

La Empresa accede al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y el cumplimiento de sus compromisos comerciales se obtiene mayoritariamente de Sudamérica, siendo los principales proveedores Brasil, Argentina y Ecuador. Las refinerías de la compañía cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima. En cuanto al origen de las importaciones de productos refinados, durante el último año éstos provinieron principalmente de los Estados Unidos.

El negocio de ENAP Refinerías S.A. consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo con su política de precios de paridad de importación.

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente, por un lado, en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra (embarque) de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, y por otro, en las fluctuaciones en el precio de los productos, asociados a su vez a variaciones en el margen de refinación.

Para cubrir el primer riesgo (fluctuaciones de precios de crudo), se efectúan coberturas del tipo *Time Spread Swaps*. Dada la alta volatilidad del precio del crudo, la administración ha continuado con la política de contratación de coberturas que permitan minimizar el impacto de eventuales bajas repentinas y significativas en el precio del crudo, considerando el ciclo del negocio de refinación, por el desfase entre los precios de venta de los productos y el costo del crudo refinado. No obstante, es importante mencionar que estos instrumentos, por su naturaleza y forma de operar, protegen de las variaciones de precios del crudo, pero no aseguran en un 100% la eliminación de efectos en resultados producto de la volatilidad en la compra de materia prima.

Respecto del segundo de los riesgos enunciados (fluctuaciones de precio de productos), este depende de los volúmenes de producción y consumo de éstos en el mercado internacional. Su relevancia se observa en el siguiente ejemplo: considerando un nivel de refinación de 66 millones de barriles de crudo durante el año, una variación de US\$1 / bbl en el margen de refinación se tendría, *ceteris paribus*, un impacto en resultados de US\$66 millones.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

#### b.- Riesgo de mercado – tipo de cambio y tasa de interés

Para cubrir el riesgo de tipo de cambio (que es otro de los factores de riesgo del negocio debido a que parte importante de los ingresos son en pesos y los pasivos en dólares) se utilizan instrumentos de cobertura forward peso/dólar para cubrir principalmente las cuentas por cobrar locales. Éstas son originadas por ventas de productos realizadas a precios basados en la paridad de importación indexada en dólares, pero en su equivalencia en pesos, situación que se analiza en forma periódica para mantener una posición competitiva, considerando la libertad de precios y de importación que existe en Chile.

Para cubrir el riesgo de tasa de interés la compañía suscribe contratos derivados Swap de tasa flotante a tasa fija y productos financieros como *cross currency swap* que transforman tasa flotante y moneda a tasa fija y moneda funcional dólar.

Estas operaciones se contabilizan en base al valor razonable registrando su variación en patrimonio y en resultado de acuerdo con las normas NIC 39.

#### c.- Riesgo de negocio.

ENAP mantiene un Modelo de Gestión Integral de Riesgos, basado en estándares internacionales y las mejores prácticas en la materia. El modelo se sustenta en una política corporativa que apunta a fortalecer la gestión estratégica, y una metodología que asegura que los riesgos críticos sean identificados, evaluados y mitigados, en forma consistente y sistemática.

La gestión integral de riesgos se aplica en todas las líneas, unidades de negocio, áreas y procesos del grupo empresarial. Comienza en el primer nivel de la organización y se aplica en todos los ámbitos de gestión. Comprende todos los riesgos críticos, sean estos estratégicos, operacionales, de cumplimiento y de reportabilidad y financieros, que puedan afectar la visión, misión y el plan estratégico de negocios de ENAP y sus filiales.

Dentro de los principales riesgos financieros que se están gestionando, se mencionan: las pérdidas por variaciones significativas en la tasa de interés, el tipo de cambio, y los relacionados al inadecuado traspaso de riesgos en temas de seguros patrimoniales. En este ámbito la empresa contrata seguros de *property*, responsabilidad civil y transporte para proteger sus activos y mitigar el riesgo.

En los ámbitos de Cumplimiento, se están gestionando riesgos relacionados a la cultura ética de la empresa y las buenas prácticas.

#### d. Riesgo de Operar Fuera del Marco Normativo Ambiental.

Desde la promulgación de la ley base de medio ambiente en el año 1994 (ley 19.300) y su Reglamento, ENAP ha sometido a tramitaciones ambientales, en conformidad con lo mandatado y aplicable, sus proyectos de inversión, obteniendo para cada uno de ellos sus respectivas Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA), que amparan su operación. Desde el año 2013, con la entrada en funcionamiento de la Superintendencia de Medio Ambiente, ésta ha realizado diversas fiscalizaciones, requerimientos de información e inicios de procesos de sanción.

Además de las RCA, ENAP se encuentra sujeto al cumplimiento de las obligaciones contenidas en los Planes de Prevención y Descontaminación Atmosféricos (PPDAs), dictados en localidades donde se encuentran emplazadas nuestras operaciones, los que, entre otros, establecieron límites de emisión y compensaciones para Material Particulado y Gases (SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>).

Entre las principales acciones ejecutadas por ENAP para dar cumplimiento a la normativa y a los compromisos establecidos con las autoridades se pueden señalar:

**Refinería Aconcagua:** Proyectos e iniciativas ambientales, aprobados por el directorio de ENAP, con el objeto de reducir emisiones de ruidos, monitorear emisiones atmosféricas y la ejecución del Plan de Cumplimiento presentado a la Superintendencia del Medio Ambiente, asociado al proceso de sanción del año 2017. Adicionalmente ejecución de proyectos asociados al cumplimiento del PPDA de Concón, Quintero y Puchuncaví.

**Refinería Bío Bío:** Proyectos e iniciativas ambientales para la mejora del desempeño ambiental y para ejecutar las medidas establecidas con la Ilustre Corte de Apelaciones de Concepción (ICA); medidas relacionadas a un programa de mitigación de olores. Sumado a lo anterior, proyectos e iniciativas para mantener el cumplimiento del PPDA de Concepción Metropolitano, entre ellas el correspondiente al plan de Compensación de Emisiones del Sistema de Antorchas.

**ENAP Magallanes:** Proyectos e iniciativas ambientales con el objeto obtener las RCAs asociadas a nuevos proyectos, así como aquellos necesarios para la operación y el cumplimiento de los compromisos y obligaciones establecidas, tales como las relacionadas con las descargas de residuos industriales líquidos (RILES).

\* \* \* \* \*