



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2025

El propósito de este documento es facilitar el análisis de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, para el período terminado al 30 de septiembre de 2025 y su comparación con el período terminado al 31 de diciembre de 2024, en cuanto a los saldos de balance; en tanto que, para las cifras de resultados su comparación es con el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2024.

Este informe debe entenderse complementario a los Estados Financieros Consolidados Intermedios 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\$ 506,2 millones al 30 de septiembre de 2025 en comparación con los US\$ 326,4 millones obtenidos en mismo periodo del año anterior. Este mejor resultado se explica principalmente por el aumento del margen bruto, que alcanzó los US\$ 1.009,2 millones, comparado con los US\$ 745,5 millones presentados al 30 de septiembre de 2024, dado que durante el período explicado existieron una serie de factores que favorecieron la generación de un mayor margen:

- i) una mayor venta de producción propia valiosa de R&C por US\$ 149 millones (+10% versus 9M 2024)
- ii) menores costos de energía derivados de un precio del petróleo Brent más bajo (US\$ 69,9 dólares por barril (US\$/bl) en la bolsa intercontinental de Londres, lo que es 11,9 US\$/bl por debajo de igual periodo del 2024 (81,8 US\$/bl))
- iii) menores costos por coberturas financieras, reducción en costos logísticos y 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\$ 563,6 millones, superior a los US\$ 306,1 millones del año anterior. Este aumento se explica por mayores márgenes internacionales de refinación durante el periodo, los cuales pasaron de 16,4 US\$/bl a 17,1 US\$/bl en gasolinas, y de 21,3 US\$/bl a 24,0 US\$/bl en diésel, sumado a una mayor venta de producción propia valiosa, impulsada por un cambio en el mix de ventas y una optimización de costos logísticos. Lo anterior, como resultado de varias iniciativas operacionales.

Por su parte, Exploración y Producción (E&P) reportó un RAI de US\$ 164,3 millones, en comparación con los US\$158,1 millones obtenidos en mismo periodo de 2024. De este total, US\$ 129,2 millones corresponden a las operaciones internacionales de ENAP (Ecuador y Egipto) y US\$ 35,1 millones a la operación en Magallanes. La operación internacional en Argentina fue vendida con fecha 13 de junio de 2025 y, por normas IFRS, se presenta hasta esa fecha como “Pérdida después de impuestos de las operaciones discontinuadas”, en una línea separada del estado de resultados.

Considerando lo anterior, el RAI de E&P internacional (Ecuador y Egipto) al 30 de septiembre de 2025 ascendió a US\$129,2 millones, lo que representa una disminución de US\$ 20,1 millones respecto del mismo período del año anterior. Esta variación se explica por menores ingresos de crudo debido a la afectación por evento exógeno SOTE en Ecuador (suspensión de bombeo en los meses de marzo y julio de 2025), declinación natural de ERQ en Egipto y menor precio Brent (69,9 US\$/bbl en 2025 vs 81,8 US\$/bbl en 2024). Lo anterior, se compensa en parte con mayor aporte pozos perforados INCHI/MDC en Ecuador año 2025 y modificación contractual de la tarifa T3 en el bloque MDC en Ecuador a partir del mes de julio de 2024 y ajuste por inflación de las tarifas que percibe la filial. Por otro lado, existen mayores costos de ventas en Ecuador debido a la mayor cantidad de

workovers, actividad y provisión de fracaso de pozo en Pambil (Bloque PBH-I), junto con los mayores costos de transporte de crudo fuera de especificación en Egipto durante el primer trimestre del año 2025.

El EBITDA Consolidado de ENAP al 30 de septiembre de 2025 ascendió a US\$1.023,4 millones, el cual muestra un incremento de 28,7% respecto de los US\$795,4 millones obtenidos en mismo periodo de 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\$ 300 millones en los primeros nueve meses de 2025, como resultado del prepago total de dos bonos locales en UF que vencieron durante el período con fondos propios que la compañía mantenía disponible como resultado del flujo de caja positivo obtenido por el negocio, sumado por los aportes del Fisco en 2024 y 2025, permitieron que la Administración pudiera aplicar esta disponibilidad de fondos para la reducción de deuda financiera. Con esto los pasivos financieros al 30 de septiembre de 2025 ascienden a US\$ 3.252 millones (US\$ 3.553 millones al 31 de diciembre de 2024).

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	sept-25	sept-24	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos de actividades ordinarias	6.527,0	7.199,3	(672,3)	9,3%
Costos de ventas	(5.517,8)	(6.453,8)	936,0	14,5%
Margen bruto	1.009,2	745,5	263,7	35,4%
Otros ingresos, por función	8,1	11,5	(3,4)	29,6%
Costos de distribución	(199,8)	(193,7)	(6,1)	3,1%
Gastos de administración	(65,4)	(64,0)	(1,4)	2,2%
Otros gastos, por función	(31,9)	(53,3)	21,4	40,2%
Ganancia de actividades operacionales	720,2	446,0	274,2	61,5%
Otras pérdidas	(24,7)	0,0	(24,7)	Indet.
Ingresos financieros	17,6	8,8	8,8	100,0%
Costos financieros	(139,1)	(152,6)	13,5	8,8%
Participación en asociadas	56,9	50,6	6,3	12,5%
Diferencias de cambio	(3,6)	(12,1)	8,5	70,2%
Ganancia antes de impuestos	627,2	340,7	286,5	84,1%
Gasto por impuestos a las ganancias	(101,0)	(22,9)	(78,1)	>100,0%
Ganancia procedente de operaciones continuadas	526,2	317,8	208,4	65,6%
Pérdida después de impuestos de las operaciones discontinuadas *	(20,0)	8,7	(28,7)	>100,0%
Ganancia del periodo	506,2	326,4	179,8	55,1%

* 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 30 de septiembre de 2025 respecto al año anterior, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Ingresos de Actividades Ordinarias	sept-25	sept-24	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	5.281,9	5.491,0	(209,1)	3,8%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	437,0	906,0	(469,0)	51,8%
Ingresos por ventas E&P	512,3	514,1	(1,8)	0,4%
Ingresos por ventas gas natural importado	267,0	271,2	(4,2)	1,5%
Otros ingresos	28,8	17,0	11,8	69,4%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	6.527,0	7.199,3	(672,3)	9,3%

Los ingresos por ventas de productos propios en R&C disminuyeron en US\$209,1 millones (-3,8%) en comparación con el mismo periodo del año anterior, debido a una caída en los precios de venta, desde un promedio de 103,7 US\$/bl en los primeros nueve meses de 2024 a 94,9 US\$/bl en 2025 (-8,8%), lo cual está compensado parcialmente por un aumento en el volumen de ventas de producción propia en 430,8 Mm³ al pasar de los 8.417,8 Mm³ a 8.848,5 Mm³ (+5,1%), explicado por un cambio en el mix de ventas, con una mayor participación de productos propios respecto a productos importados.

Los ingresos asociados a la venta de productos importados en R&C, tales como diésel y gasolinas, disminuyeron en US\$468,9 millones (-51,8%), respecto a los primeros nueve meses de 2024 explicado por un cambio en el mix de venta de productos, lo que implicó un menor volumen de venta por 524,6 Mm³, al pasar de 1.183,9 Mm³ a 659,4 Mm³ (-44,3%), sumado a un menor precio de venta promedio de la canasta de productos, que se redujo de los 121,7 US\$/bbl en los primeros nueve meses de 2024 hasta los 105,4 US\$/bbl en mismo periodo 2025 (-13,4%).

Los ingresos por venta en E&P en el exterior (Ecuador y Egipto) al 30 de septiembre de 2025 ascendieron a US\$272,3 millones, lo que representa una disminución de US\$ 8,2 millones en comparación con mismo periodo de 2024 (US\$ 280,5 millones), explicado principalmente por la afectación por evento exógeno SOTE en Ecuador (suspensión de bombeo en los meses de marzo y julio de 2025), declinación natural de ERQ en Egipto y menor precio Brent (69,9 US\$/bl en 2025 vs. 81,8 US\$/bl en 2024). Lo anterior, se compensa en parte con mayor aporte pozos perforados INCHI/MDC en Ecuador durante 2025 y modificación contractual de la tarifa T3 en el bloque MDC en Ecuador a partir de julio 2024 y ajuste por inflación de las tarifas que percibe la filial.

Los ingresos por venta E&P en Magallanes ascendieron a US\$240,0 millones que se comparan con los US\$233,5 millones en el mismo periodo de 2024, registrándose un incremento de US\$6,5 millones (2,8%) como resultado de mayores ventas de gas a Methanex. Además, se presentaron mayores ingresos por venta de licuables.

Los ingresos por venta de gas natural importado disminuyeron en US\$4,2 millones, explicado principalmente por menor valor del Brent utilizado como referencia en los precios de venta a los clientes. Cabe señalar que los niveles de Brent fueron en promedio un 14,5% menores a los primeros nueve meses 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\$53,9 millones en los primeros nueve meses de 2025, cifra que se compara con los US\$59,8 millones equivalentes percibidos durante el mismo periodo de 2024.

B. COSTOS DE VENTAS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costos de Ventas	sept-25	sept-24	Var. US\$	% Var. Abs.
Costos por compra de crudo	(3.894,8)	(4.476,8)	582,0	13,0%
Costos operacionales no crudo	(706,6)	(591,7)	(114,9)	19,4%
Costo de producción E&P	(303,8)	(303,9)	0,1	0,0%
Costos de productos importados	(411,0)	(879,1)	468,1	53,2%
Costo por venta de gas natural	(201,6)	(202,3)	0,7	0,3%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	(5.517,8)	(6.453,8)	936,0	14,5%

Los costos por compra de crudo disminuyeron en US\$582,0 millones (-13,0%) durante los primeros nueve meses de 2025. Esta disminución se debe principalmente a la disminución en los precios de la materia prima, que disminuyeron desde los 84,6 US\$/bl en primeros nueve meses de 2024 a 70,0 US\$/bl en mismo periodo de 2025 (-17,2 US\$/bl). Este efecto fue compensado parcialmente con un alza en el volumen costeadado de producción propia que pasó de 8.417,8 Mm³ a 8.848,5 Mm³ en primeros nueve meses de 2025 (5,1%).

Los costos asociados a la compra de productos importados en R&C, disminuyeron en US\$468,1 millones (-53,2%), respecto al mismo periodo de 2024. Esta caída se explica por un cambio en el mix de productos vendidos, lo que resultó en un menor volumen de venta por 524,6 Mm³, al pasar de 1.183,9 Mm³ a 659,4 Mm³ (-44,3%), sumado a un menor precio de costo promedio de la canasta de productos, que se redujo de los 118,1 US\$/bl en primeros nueve meses de 2024 hasta los 99,1 US\$/bl en mismo periodo de 2025.

Los costos operacionales no crudo aumentaron en US\$114,9 millones (19,4%), debido principalmente al aumento de costos variables correlacionados con el aumento en la producción, sumado a provisiones por exportaciones de productos intermedios al cierre de septiembre de 2025.

El costo de producción de E&P internacional presenta un incremento de US\$ 6,1 millones, particularmente en Ecuador como consecuencia de la mayor actividad durante 2025 y registro de provisión de fracaso de perforación de pozo en el área de Pambil (Bloque PBH-I) en 2025 (en 2024 se registró un reverso de la provisión de fracaso dado el éxito de la plataforma INCHI-E). Además, en Egipto existen mayores costos debido a mayor actividad de *workover* y costo de transporte por volumen de crudo fuera de especificación durante el primer trimestre del año. El costo de producción de E&P en Magallanes disminuyó en US\$ 6,1 millones entre ambos periodos reportados.

Los costos de venta de gas natural importado disminuyeron en US\$0,7 millones, explicado principalmente por un menor costo de suministro, asociado a disponibilidad de Gas Natural Argentino.

C. MARGEN BRUTO

El Margen Bruto Consolidado, en los primeros nueve meses de 2025, alcanzó los US\$1.009,2 millones, lo que representa un aumento de US\$263,7 millones respecto del mismo periodo de 2024 que alcanzó los US\$ 745,5 millones (35,4%).

La distribución del resultado por las líneas de negocio es la siguiente:

Refinación y Comercialización (R&C)	US\$ 805,5 millones
Exploración y Producción (E&P)	US\$ 208,5 millones

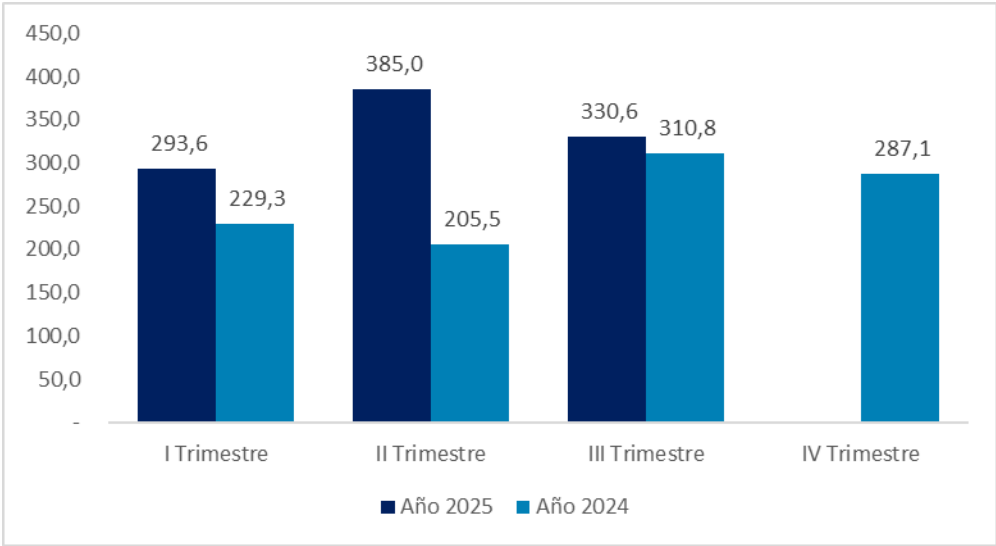
Para determinar el Margen Bruto Consolidado se contempla el resultado negativo de la operación del Centro Corporativo el cual alcanzó los US\$4,8 millones, en este período, con lo cual se obtiene el valor final de US\$1.009,2, millones, previamente mencionado.

El Margen Bruto de R&C de US\$ 805,5 millones se compara con los US\$ 545,0 millones obtenidos en los primeros nueve meses del año 2024. Este aumento se atribuye principalmente a la mayor venta de producción propia valiosa de R&C (+10%), menores costos de energía por disminución del precio de petróleo Brent, sumado a menores costos de coberturas financieras y costos logísticos.

Por otro lado, el Margen Bruto de E&P en el exterior disminuyó de US\$ 136,4 millones en los primeros nueve meses de 2024 a US\$ 122,1 millones en mismo periodo de 2025. Esta disminución de US\$ 14,3 millones, se explica por mayores costos operacionales en Ecuador y Egipto, junto con menor volumen por la afectación del efecto exógeno SOTE en Ecuador, la declinación natural de los pozos productivos en Egipto y el impacto de la caída del precio internacional del Brent. Lo anterior, se contrarresta en parte por mayor efecto precio en Ecuador por la entrada en vigor, a partir de julio del año 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 performance productivo de la campaña de perforación año 2025 en Ecuador.

El Margen Bruto de E&P en Magallanes ascendió a US\$ 86,4 millones, superior a los US\$73,8 millones obtenidos en primeros nueve meses de 2024. Este aumento se explica por los mismos factores mencionados previamente en los ingresos.

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\$6,1 millones, desde US\$193,7 millones en el primeros nueve meses de 2024 a US\$199,8 millones en mismo periodo de 2025. Este aumento está relacionado con un incremento en costos de transporte por oleoductos y contratos por almacenamiento de productos, depreciación y otros, compensado parcialmente por una disminución en costos de transporte marítimos.

Los Otros gastos por función presentan una disminución de US\$21,4 millones, al pasar de US\$53,3 millones en primeros nueve meses de 2024 a US\$31,9 millones en mismo periodo de 2025, esta disminución se explica principalmente por el registro de un cargo de US\$ 19,9 millones en 2024 relacionado con bajas y obsolescencia de Propiedades Planta y Equipos junto con menores costos de pozos exploratorios por US\$ 9,8 millones, lo cual fue compensado parcialmente por una provisión de incobrables de US\$ 7,4 millones y otros cargos por US\$ 0,9 millones.

El rubro Otras pérdidas, al 30 de septiembre de 2025 refleja la pérdida contable de la venta de las operaciones en Argentina, las cuales ascendieron a US\$ 24,7 millones.

Los Costos financieros disminuyeron en US\$13,5 millones, pasando de US\$152,6 millones en primeros nueve meses de 2024 a US\$139,1 millones en mismo periodo de 2025, como resultado de 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 en el período.

El rubro Participación en asociadas aumentó en US\$6,3 millones, al pasar de US\$50,6 millones en primeros nueve meses de 2024 a US\$56,9 millones el mismo periodo de 2025. Este aumento está relacionado principalmente con mejores resultados atribuibles de las sociedades Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A., Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., GNL Chile S.A., Oleoductos Trasandino Chile S.A. y GNL Chile S.A.

El rubro Diferencias de cambio presenta un resultado negativo de US\$3,6 millones en primeros nueve meses de 2025, que se compra con una pérdida de US\$12,1 millones obtenida en mismo periodo de 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 en pesos chilenos.

Finalmente, el rubro Gasto por impuestos a las ganancias registró un mayor gasto de US\$78,1 millones y se explica principalmente por una utilidad tributaria de la filial Enap Refinerías S.A. compensado parcialmente con la pérdida tributaria de la matriz, ENAP, cuya tasa de impuesto global es de un 65%.

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.

La Empresa durante el año 2024, 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 30 de septiembre de 2024:

Cifras en Millones de dólares (US\$)	30 de septiembre de	
ESTADO DE RESULTADOS OPERACIÓN DISCONTINUADA	2025	2024
Ingresos de actividades ordinarias	35,6	103,9
Costos de ventas	(44,9)	(85,8)
Margen bruto	(9,3)	18,1
Costos de distribución	(2,4)	(4,7)
Gastos de administración	(2,7)	(4,6)
Otros gastos, por función	(1,2)	(1,6)
Resultado de actividades operacionales	(15,6)	7,2
Ingresos financieros	0,0	0,1
Costos financieros	(3,1)	(9,9)
Diferencias de cambio	(1,3)	4,5
Resultado antes de impuestos	(20,0)	1,9
Gasto por impuestos a las ganancias	0,0	6,8
Pérdida atribuible a operaciones discontinuadas	(20,0)	8,7

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sept-25	dic-24	Var. US\$	% Var. Abs.
Activos corrientes	1.770,2	2.133,4	(363,2)	(17,0%)
Activos no corrientes	5.533,9	5.263,9	270,0	5,1%
ACTIVOS	7.304,1	7.397,3	(93,2)	(1,3%)

Al 30 de septiembre de 2025, el total de activos registró un aumento neto de US\$364,6 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** disminuyó en US\$67,3 millones (32,9%) al pasar de US\$204,4 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$137,2 millones al 30 de septiembre de 2025. Esta disminución se debe a pagos de proveedores de crudos, deuda financiera y dividendos al cierre del tercer trimestre.

- **Otros Activos Financieros corrientes** disminución de US\$73,4 millones al pasar de US\$161,1 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$87,7 millones al 30 de septiembre de 2025, principalmente por depósitos a plazo (DAP) designados para el vencimiento de la deuda de Bonos del año 2026 inferiores a los DAP mantenidos al cierre de 2024 como reserva para el pago de vencimientos de deuda financiera durante el 2025. 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 negativa de US\$ 1,5 millones.
- **Deudores Comerciales y Otras cuentas por cobrar corrientes** disminuyeron en US\$124,7 millones (22,0%) al pasar de US\$567,5 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$442,7 millones al 30 de septiembre de 2025, esta variación se debe principalmente a un cambio en la modalidad de venta a las empresas distribuidoras, de facturas de venta a crédito a facturas de venta con pago contado.
- **Cuentas por cobrar a entidades relacionadas** disminuyeron en US\$9,8 millones (27,2%) al pasar de US\$36,0 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$26,2 millones al 30 de septiembre de 2025. Esta disminución se debe principalmente a menores saldos con GNL Chile S.A., por la posición de compra de los saldos al cierre del mes por US\$ 10,9 millones.
- **Inventarios** presenta un aumento de US\$20,5 millones (2,0%) al pasar de US\$1.035,1 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$1.055,6 millones al 30 de septiembre de 2025, debido a un mayor nivel de inventario de crudo por US\$ 8,0 millones e inventario de productos por US\$ 13,1 millones compensado por otras variaciones por US\$0,6 millones.
- **Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta** presenta al 31 de diciembre de 2024 un saldo de US\$ 119 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\$14,1 millones (>100%) al pasar de US\$4,9 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 19,0 millones al 30 de septiembre de 2025, debido a posición de cierre de Coberturas de flujo de caja por US\$ 14,1 millones.
- **Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación** refleja un aumento de US\$23,9 millones (12,0%) al pasar de US\$199,3 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 223,2 millones al 30 de septiembre de 2025, debido al reconocimiento de resultados devengados por US\$ 56,9 millones, neto de dividendos recibidos por US\$ 29,3 millones, disminuciones de capital por US\$ 5,3 millones y otras variaciones por US\$1,6 millones.
- **Propiedades, Planta y Equipo** se incrementó desde los US\$3.520,6 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 3.718,6 millones al 30 de septiembre de 2025, representando un aumento neto de US\$198,0 millones (5,6%). Los principales movimientos de la cuenta se componen de adiciones por US\$462,1 millones (US\$223,8 millones corresponden a Línea de Negocios E&P y US\$238,3 millones a Línea de Negocios R&C), compensado por depreciaciones y otros ajustes por US\$197,5 millones.
- **Activos por impuestos diferidos** aumentó US\$56,2 millones (4,2%) al pasar de US\$1.327,9 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$1.384,1 millones al 30 de septiembre de 2025, principalmente debido al incremento en las pérdidas tributarias de ENAP. La Empresa se encuentra evaluando diferentes alternativas que permitan el uso de este activo diferido.

PASIVOS Y PATRIMONIO

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sept-25	dic-24	Var	Var.% abs.
Pasivos financieros corrientes	119,9	367,5	(247,6)	67,4%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	697,6	733,9	(36,3)	4,9%
Otros pasivos corrientes	161,7	347,6	(185,9)	53,5%
Total pasivos corrientes	979,2	1.449,0	(469,8)	32,4%
Pasivos financieros, no corrientes	3.132,7	3.185,0	(52,3)	1,6%
Otros pasivos, no corrientes	381,6	399,8	(18,2)	4,6%
Total pasivos, no corrientes	3.514,3	3.584,8	(70,5)	2,0%
Total pasivos	4.493,5	5.033,8	(540,3)	10,7%
Patrimonio	2.810,6	2.363,5	447,1	18,9%
Total pasivos y patrimonio	7.304,1	7.397,3	(93,2)	-1,3%

PASIVOS

Al 30 de septiembre de 2025 los pasivos totales de la Empresa registraron una disminución de US\$540,3 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\$ 300,0 millones. Esta disminución en los primeros nueve meses del año corresponde al pago de los bonos reajustables por UF 3.000.000 y UF 5.000.000, equivalentes a US\$ 329,8 millones efectuada con fecha 16 de junio de 2025 y 1 de septiembre de 2025, respectivamente, compensado con US\$29,8 millones por la variación del valor de los Bonos en UF respecto del dólar americano (esta variación de los Bonos en UF tienen una estrategia de coberturas de flujo de caja, que cubren la variación de la UF respecto del dólar americano, dado el cierre de dichas coberturas, estas se presentan dentro del rubro “Otros activos financieros corrientes y no corrientes”).
- **Cuentas por pagar comerciales** disminuyeron en US\$36,4 millones, al pasar de US\$733,9 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 697,5 millones al 30 de septiembre de 2025, menores saldos con proveedores de crudo y productos por US\$ 100,5 millones compensado parcialmente por un aumento de proveedores nacionales por US\$ 64,1 millones.
- **Cuentas por pagar a empresas relacionadas** disminuyeron en US\$50,6 millones, al pasar de US\$59,1 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 8,5 millones al 30 de septiembre 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\$60,1 millones, al pasar de US\$100,6 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 40,5 millones al 30 de septiembre 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 30 de septiembre de 2025 el Patrimonio aumentó en US\$447,1 millones (18,9%) respecto al cierre de 2024, debido a la utilidad del periodo de US\$ 506,2 millones y US\$ 150 millones de aportes para futuras capitalizaciones realizados por el Estado, compensado parcialmente por el reconocimiento de dividendos pagados al Estado de US\$ 204 millones correspondientes al 50% de la utilidad del año 2024 y ajustes a resultados acumulados y reservas de cobertura por US\$ 5,1 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de septiembre de 2025 y 2024, son los siguientes:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estados de Flujos de Efectivos	sept-25	sept-24	Var. US\$	% Var. Abs.
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	844,2	1.059,2	(215,0)	20,3%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(397,2)	(496,8)	99,6	20,0%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(518,9)	(441,4)	(77,5)	17,6%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(71,9)	121,0	(192,9)	>100,0%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4,7	(6,0)	10,7	>100,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(67,3)	115,0	(182,3)	>100,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	204,4	182,5	21,9	12,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	137,2	297,5	(160,3)	53,9%

El flujo de actividades de operación en 2025 registró un saldo positivo de US\$ 844,2 millones, en comparación con los US\$ 1.059,2 millones registrados en periodo comparado, esta disminución se debe principalmente a pagos anticipados de impuesto y facturas de crudo. El flujo utilizado en actividades de inversión ascendió a US\$ 397,2 millones en 2025, en comparación con los US\$ 496,8 millones registrados en periodo comparado, esta disminución se explica principalmente por mayores rescates de inversiones en depósitos a plazo por US\$ 71,6 millones y menores adiciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 44,1 millones. El flujo de actividades de financiamiento en 2025 reflejó una salida neta de fondos por US\$ 518,9 millones, comparado con US\$ 441,4 millones en periodo comparado. En ambos períodos, esta utilización se relaciona principalmente 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\$137,2 millones al 30 de septiembre de 2025 que se compara con US\$297,5 millones en mismo período de 2024.

5.- EBITDA

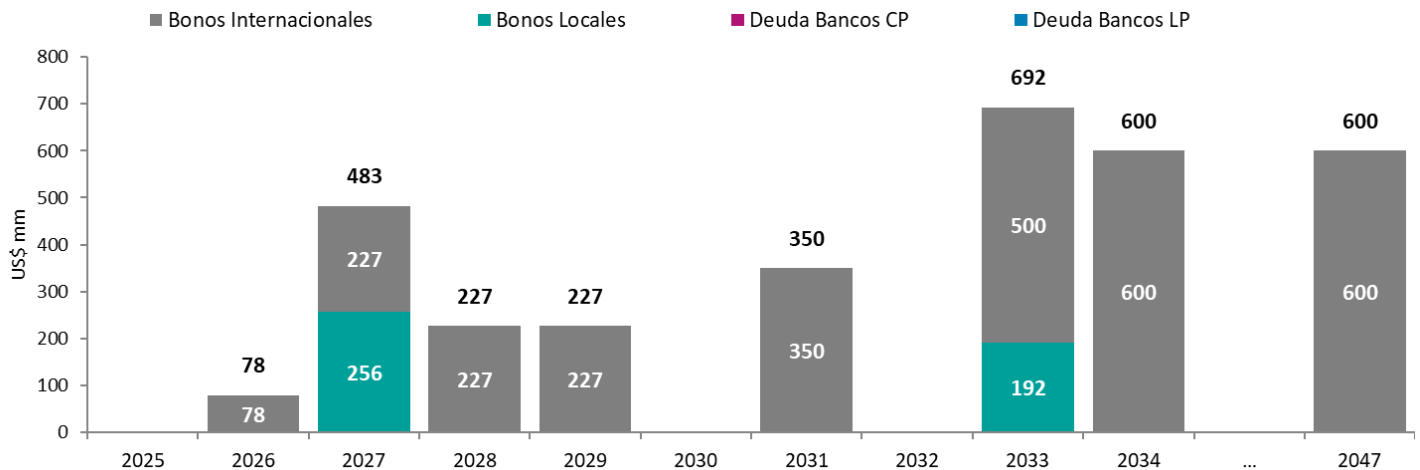
El EBITDA de US\$1.023,4 millones al 30 de septiembre de 2025, se compara con los US\$795,4 millones obtenidos en el mismo periodo de 2024, el detalle es el siguiente:

EBITDA	sept-25	sept-24	Var. US\$	% Var. Abs.
Resultado Operacional	720,2	446,0	274,2	61,5%
Depreciación, amortización y cuota de agotamiento	284,4	296,1	(11,7)	4,0%
Otros cargos a resultados	18,8	53,3	(34,5)	64,7%
EBITDA	1.023,4	795,4	228,0	28,7%
EBITDA LTM	1.294,1	1.106,9	187,2	16,9%

Al 30 de septiembre de 2025 la contribución al EBITDA por parte de R&C es de US\$730,1 millones, en tanto que E&P alcanzó los US\$307,6 millones. Además de costos corporativos ascendentes a US\$ 14,3 millones.

6.- PERFIL AMORTIZACIÓN DE CAPITAL ENAP AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2025

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



(*) Los valores de los vencimientos de deuda financiera presentados en este gráfico consideran como capital vigente para los bonos emitidos en UF los montos fijados a través de coberturas financieras (*Cross Currency Swaps* UF/USD)

7.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

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

LIQUIDEZ		sept-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,81	1,47	0,34	23,1%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,73	0,76	(0,03)	3,9%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		sept-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	1,60	2,13	(0,53)	24,9%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	1,07	1,35	(0,28)	20,5%
Razón de endeudamiento financiero, corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	3,69	10,34	(6,65)	64,3%
Razón de endeudamiento financiero, no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	96,31	89,66	6,65	7,4%
Cobertura de gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	7,62	5,55	2,07	37,2%
Razón de deuda financiera neta a EBITDA ⁽⁶⁾	(veces)	2,35	3,00	(0,65)	21,8%

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

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

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

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

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

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

ACTIVIDAD		sept-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Activos					
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	7.304,1	7.397,3	(93,2)	(1,3%)
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	7.350,7	7.257,0	93,7	1,3%
Inventarios					
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	7,06	7,81	(0,75)	9,6%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,70	1,54	0,16	10,4%

⁽¹⁾ Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

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

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

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

RENTABILIDAD		sept-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	22,73	19,63	3,10	15,8%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	8,00	5,62	2,38	42,3%

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

⁽²⁾ 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.

Desde enero hasta septiembre del 2025, el precio del petróleo crudo Brent ICE promedio 69,9 dólares por barril (US\$/bl) en la bolsa intercontinental de Londres, esto es 11,9 US\$/bl por debajo de igual periodo del 2024 (81,8 US\$/bl). Por su parte, el crudo WTI de EE.UU., promedió 66,7 US\$/bl, 10,9 US\$/bl por debajo de 2024 (77,6 US\$/bl).

Contexto mercado del petróleo:

En lo que va del año, los precios del petróleo han exhibido una volatilidad superior a lo habitual, moviéndose entre 60 y 80 US\$/bl, determinados tanto por factores económicos como geopolíticos. Estos movimientos respondieron inicialmente a expectativas de menor crecimiento (tensiones comerciales) y a anuncios de mayor oferta de la OPEP+. Hacia junio, los conflictos en Oriente Medio llevaron al Brent nuevamente por encima de 78 US\$/bl, antes de estabilizarse alrededor de 67-70 US\$/bl tras llegar a un alto al fuego.

En el tercer trimestre de 2025 (3T), la incertidumbre comercial y las decisiones de la OPEP+ mantuvieron los precios acotados en la banda media de los 60 US\$/bl, con repuntes leves y transitorios.

En lo que va del 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, continuando el retorno paulatino de 1,6 MMbd recortados. Con una demanda global débil, estos incrementos ejercieron presión bajista sobre los precios en el 3T.

- **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 septiembre, la producción de crudo acumula un crecimiento de 2,4% vs 2024; por su parte, el gas es un 1,3% por sobre 2024.
 - En el último mes del 3T, la producción semanal rondó 13,5 MMbd, ~200 mil barriles 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 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–Gaza 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), con potencial impacto en ~0,5 MMbd de diésel hacia Europa.
 - 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.
- **Restricciones a exportaciones de crudo y productos de países sancionados:**
 - Occidente intensificó sanciones en el 1S, 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\$/bl y 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.
- **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.
 - 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)

Desde enero a septiembre los márgenes de refinación en la Costa del Golfo de EE.UU. mostraron un aumento de 2,4 US\$/bl en comparación con el mismo período de 2024 (16,8 vs 14,4 US\$/bl).

- 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.
- Hacia el 3T, sin embargo, los márgenes tendieron a moderarse levemente. Los altos cracks del diésel incentivaron tasas de utilización récord en las refinerías de EE.UU., superando el 96% de capacidad durante varias semanas de agosto. De hecho, a comienzos de agosto se alcanzó un peak histórico de 96,9% de utilización.

Gasolinas

Al finalizar el tercer trimestre el precio de la gasolina Unleaded 87 en USGC promedió 87,0 US\$/bl, una disminución de 11,2 US\$/bl respecto mismo periodo el año anterior, cuando se situó en 98,2 US\$/bl. El diferencial de precio de la gasolina respecto al Brent Ice promedió 17,1 US\$/bl; 0,7 US\$/bl más que el mismo período de 2024 (16,4 US\$/bl).

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

- La demanda interna se mantuvo estancada o a la baja en 2025. En EE.UU., el consumo de gasolina cayó ~1% en lo que va del año respecto de 2024; durante la temporada de mayor conducción (julio-agosto) la demanda fue ~2% inferior a la del año previo. La debilidad doméstica, junto con tasas récord de refinación, permitió recomponer inventarios en junio y debilitó el crack durante los dos primeros meses del 3T.
- Cambio tecnológico y eficiencia; mayor eficiencia y más EV restan dinamismo a la demanda. En el 1S25, las ventas de EV en EE.UU. subieron +6% interanual (~10% de share) y a nivel global +33%. La eliminación de subsidios a EV desde septiembre 2025 podría ralentizar la adopción en el corto plazo (parcialmente compensado por nuevos modelos de menor costo).
- Oferta en la cuenca Atlántica y eventos puntuales; nuevas capacidades (Dangote, Dos Bocas) aumentan oferta de gasolina, pero paradas de RFCC en Dangote y de BP Whiting en agosto elevaron los cracks temporalmente.
- Hacia septiembre, con normalización de oferta y cambio a la especificación de invierno (menor costo de producción 3–5 US\$/bl), los cracks comenzaron a bajar.

Diésel

Hasta septiembre el precio promedio del diésel de bajo azufre en USGC fue de 93,8 US\$/bl, una caída de 9,2 US\$/bl respecto al mismo periodo de 2024. El diferencial de precio del diésel respecto al Brent Ice promedió 24,0 US\$/bl; 2,7 US\$/bl más alto que el año pasado (21,3 US\$/bl).

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

- Mayor consumo y exportaciones desde EE.UU.: en 1S-25, 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 (interno + exportaciones) creció ~2% en lo que va del año respecto de 2024.

- Inventarios en recuperación tardía: 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.
 - Aun con la mejora del 3T, los inventarios se mantuvieron ajustados en términos históricos debido a un consumo sólido y a exportaciones sostenidas, lo que sostuvo diferenciales firmes.
- Políticas y factores estructurales en Occidente: La UE prohibirá importar diésel producido con crudo ruso desde ene-2026 (impacto ~300 kb/d, ~5% de la demanda), 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) respalda márgenes de diésel firmes hacia el cierre del año.

Fuel Oil

En lo que va del año el precio del fuel oil N°6 con 3% de azufre promedió 64,4 US\$/bl, lo que representa una caída de 5,3 US\$/bl en comparación con el mismo período de 2024. El diferencial frente al Brent ICE se ubicó en -5,4 US\$/bl, mostrando un aumento de 6,6 US\$/bl respecto al mismo periodo del año pasado.

- Mayor consumo de bunker por desvíos marítimos: La inseguridad en Oriente Medio alargó rutas (desvíos por el Cabo de Buena Esperanza), elevando millas navegadas y demanda de fuel oil marino; esto sostuvo cracks de fuel gran parte del año. Aunque algunos riesgos cedieron en 3T, las rutas alternativas mantuvieron el consumo alto.
- Menor disponibilidad de crudos pesados en EE.UU.: Menos insumos pesados por el nuevo oleoducto Trans Mountain y el fin del waiver a Chevron en Venezuela, redujeron importaciones -7% (1S25 vs 1S24) y la producción de fuel ~15% (~290 vs 340 kb/d). Con inventarios en mínimos de 10 años, los cracks se mantuvieron elevados pese al alto uso de refinerías en 3T.
- Flexibilización reciente 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. Junto al mayor aporte OPEP+, podría moderar gradualmente los cracks del fuel hacia el 4T.

Tarifas de flete USGC-Chile

Desde enero a septiembre las tarifas de fletes promediaron 7,0 US\$/bl, 2,8 US\$/bl menos que en el mismo período de 2024 (9,8 US\$/bl), favorecidas por una disponibilidad permanente del Canal de Panamá, que en el 1S de 2024 estaba afectado por una sequía.

- Durante la semana de mayores tensiones en Medio Oriente (junio), las tarifas aumentaron hasta los 8,3 US\$/bl, 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 del año previo. Los niveles del lago Gatún, que alimenta el Canal se han mantenido elevados este año, asegurando un tránsito fluido de buques.

- A fines del 3T, 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.

Gas natural

En lo que va del año el precio del Gas Natural, según el marcador Henry Hub de EE.UU., promedió 3,5 US\$/MMBTU, un aumento de 1,3 US\$/MMBTU respecto al año 2024 (2,2 US\$/MMBTU).

- Al cierre del último trimestre, los inventarios en EE.UU. se ubicaron 1% sobre el nivel del mismo período de 2024. En el 3T, la demanda migró estacionalmente a generación eléctrica; pero en menor medida que el año pasado, por la mayor generación renovable.
- De persistir clima normal y altas exportaciones, los precios se mantendrían firmes en el 4T.

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 mandado 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 (SO₂ y NO_x).

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).

* * * * *