



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2026**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2026

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 periodo terminado al 30 de junio de 2026, y su comparación con el período terminado al 31 de diciembre de 2025, en cuanto a los saldos de balance; en tanto que, para las cifras de resultado, su comparación es con el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2025.

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\$ 578,5 millones al 30 de junio de 2026 en comparación con los US\$ 318,4 millones obtenidos en el primer semestre del año anterior. Este mayor resultado se explica principalmente por el aumento del margen bruto, que alcanzó los US\$ 964,9 millones, frente a US\$678,6 millones en el primer semestre de 2025, impulsado por: i) un aumento de 17,2 US\$/bbl en el crack internacional promedio del semestre; ii) una mayor venta de producción propia valiosa de R&C (+343 Mm³). Estos efectos fueron compensados parcialmente por mayores costos indirectos asociados al alza en el precio de la materia prima.

En cuanto al resultado por líneas de negocio, Refinación y Comercialización (R&C) alcanzó un Resultado Antes de Impuestos (RAI) de US\$ 657,4 millones, superior a los US\$ 351,8 millones del año anterior. Este aumento se explica principalmente por mayores márgenes internacionales de refinación, destacando el alza en diésel, que pasó de 21,9 US\$/bbl a 48,4 US\$/bbl, y en gasolinas, que aumentaron de 15,9 US\$/bbl a 25,8 US\$/bbl. Adicionalmente, se registró una mayor venta de producción propia valiosa, impulsada por un cambio en el mix de ventas. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento de 3,4 US\$/bbl en el costo de la canasta de crudos de referencia, además de mayores costos indirectos asociados al alza en el precio de la materia prima.

Por su parte, Exploración y Producción (E&P) reportó un RAI de US\$ 106,4 millones, en comparación con los US\$ 121,1 millones obtenidos en el primer semestre de 2025. De este total, US\$ 98,9 millones (US\$93,7 millones en primer semestre de 2025) corresponde a las operaciones de E&P internacional -Ecuador y Egipto - y US\$7,5 millones a E&P Magallanes (US\$27,4 millones en el primer semestre de 2025).

En E&P internacional, el RAI ascendió a US\$ 98,9 millones, lo que representa un aumento de US\$ 5,2 millones respecto del primer semestre de 2025. Esta variación positiva se explica por mayores ingresos de crudo asociados principalmente al aumento del precio del Brent y a un ajuste correspondiente por inflación de las tarifas que percibe la filial de Ecuador; así como también por mayores volúmenes en dicho país, favorecidos por una base de comparación más baja en 2025, período que estuvo afectado por la suspensión de bombeo en el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE). Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ingresos en Egipto debido a la declinación natural de los campos, junto con mayores costos de ventas debido al mayor cargo por agotamiento (*depletion*) y mayor provisión de participación de los trabajadores consistente con los mejores resultados registrados.

En E&P Magallanes, el RAI ascendió a US\$ 7,5 millones, lo que representa una disminución de US\$ 19,9 millones respecto del primer semestre de 2025. Esta disminución se explica principalmente por el incidente ocurrido en la planta Posesión, que mantuvo sus operaciones detenidas durante dos meses y generó una pérdida de producción estimada en aproximadamente US\$ 10 millones, además de costos de reparación por US\$ 5

millones. Adicionalmente se realizó la campaña sísmica exploratoria programada para 2026, acumulando costos por US\$4 millones al cierre del semestre.

El EBITDA Consolidado de ENAP ascendió a US\$ 973,9 millones al 30 de junio de 2026, lo que representa un incremento de 42,8% respecto de los US\$ 681,8 millones obtenidos en el primer semestre de 2025, impulsado principalmente por el mejor desempeño de R&C.

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	jun-26	jun-25	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos de actividades ordinarias	5.629,7	4.394,7	1.235,0	28,1%
Costos de ventas	(4.664,9)	(3.716,1)	(948,8)	25,5%
Margen bruto	964,9	678,6	286,3	42,2%
Otros ingresos, por función	14,3	4,6	9,7	>100,0%
Costos de distribución	(169,9)	(131,5)	(38,4)	29,2%
Gastos de administración	(49,4)	(42,8)	(6,6)	15,4%
Otros gastos, por función	(18,4)	(23,5)	5,1	21,7%
Ganancia de actividades operacionales	741,5	485,4	256,1	52,8%
Otras pérdidas	0,0	(24,6)	24,6	100,0%
Ingresos financieros	13,0	10,2	2,8	27,5%
Costos financieros	(93,1)	(92,7)	(0,4)	0,4%
Participación en asociadas	38,6	36,9	1,7	4,6%
Diferencias de cambio	9,8	(16,8)	26,6	>100,0%
Ganancia antes de impuestos	709,9	398,4	311,5	78,2%
Gasto por impuestos a las ganancias	(131,3)	(60,0)	(71,3)	>100,0%
Ganancia procedente de operaciones continuadas	578,6	338,4	240,2	71,0%
Pérdida después de impuestos de las operaciones discontinuadas	0,0	(20,0)	20,0	100,0%
Ganancia del período	578,5	318,4	260,1	81,7%

A. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias aumentaron un 28,1% al 30 de junio de 2026 respecto al mismo período del año anterior, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Ingresos de Actividades Ordinarias	jun-26	jun-25	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	4.780,2	3.400,9	1.379,3	40,6%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	303,4	437,0	(133,6)	30,6%
Ingresos por ventas E&P	363,6	352,2	11,4	3,2%
Ingresos por ventas gas natural importado	166,6	183,0	(16,4)	9,0%
Otros ingresos	15,9	21,6	(5,7)	26,4%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	5.629,7	4.394,7	1.235,0	28,1%

Los ingresos por ventas de productos propios en R&C aumentaron en US\$ 1.379,3 millones (40,6%) en comparación con el mismo periodo del año anterior, explicado por un aumento en el volumen de ventas de

producción propia en 402,5 Mm³ al pasar de los 5.675,7 Mm³ a 6.078,2 Mm³ (7,1%), impulsado por una mayor participación de productos propios respecto a productos importados en el mix de ventas, consistente con la estrategia de priorización de producción propia. Este efecto se complementó con un aumento del precio promedio de venta, desde 95,3 US\$/bbl en el primer semestre de 2025 a 125,0 US\$/bbl en el mismo periodo de 2026 (31,2%).

Los ingresos asociados a la venta de productos importados en R&C, tales como diésel y gasolinas, disminuyeron en US\$133,6 millones (-30,6%), respecto al primer semestre del año 2025, debido principalmente a una reducción de 291,9 Mm³ en el volumen vendido, consistente con la menor participación de productos importados en el mix de ventas, pasando de 659,1 Mm³ a 367,5 Mm³, compensado parcialmente por un aumento en el precio de venta promedio de la canasta de productos, que pasó de los 105,4 US\$/bbl en el primer semestre del año 2025 a 131,3 US\$/bbl en mismo periodo del año 2026 (24,6%).

Los ingresos por venta en E&P en el exterior (Ecuador y Egipto) al 30 de junio de 2026 ascendieron a US\$ 200,5 millones, lo que representa un aumento de US\$ 8,1 millones en comparación con primer semestre de 2025 (US\$ 192,4 millones), explicado principalmente por un efecto precio positivo debido al mayor precio del Brent (87,4 US\$/bbl en 2026; 70,8 US\$/bbl en 2025) y ajuste por inflación de las tarifas que percibe la filial en Ecuador. Adicionalmente, existe un efecto volumen positivo en Ecuador explicado por una base de comparación más baja en 2025 producto del evento exógeno SOTE, que se contrarresta en parte por la declinación natural en Egipto.

Los ingresos por venta de E&P en Magallanes al 30 de junio de 2026 ascendieron a US\$ 163,1 millones, en comparación con los US\$ 159,8 millones en primer semestre de 2025, registrándose un aumento de US\$ 3,4 millones (2,1%). Este aumento se explica principalmente por mayores ventas de gas a clientes residenciales y empresas, parcialmente compensadas por menores ingresos por ventas de LPG, asociados a la paralización de la planta de Posesión durante parte del primer semestre de 2026, originada por la contingencia ocurrida en diciembre de 2025.

Los ingresos por venta de gas natural importado disminuyeron en US\$16,4 millones durante el primer semestre de 2026. Esta variación se explica por un menor valor del ICE Brent utilizado como referencia en los precios de venta durante el primer trimestre, efecto que fue parcialmente revertido por el aumento del Brent durante el segundo trimestre.

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\$31,5 millones en el primer semestre de 2026, cifra que se compara con los US\$33,3 millones equivalentes percibidos durante el primer semestre de 2025.

B. COSTOS DE VENTAS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costos de Ventas	jun-26	jun-25	Var. US\$	% Var. Abs.
Costos por compra de crudo	(3.506,4)	(2.507,2)	(999,2)	39,9%
Costos operacionales no crudo	(531,3)	(460,2)	(71,1)	15,5%
Costo de producción E&P	(223,0)	(203,1)	(19,9)	9,8%
Costos de productos importados	(274,6)	(411,0)	136,4	33,2%
Costo por venta de gas natural	(129,6)	(134,6)	5,0	3,7%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	(4.664,9)	(3.716,1)	(948,8)	25,5%

Los costos por compra de crudo se incrementaron en US\$ 999,2 millones (39,9%) durante el primer semestre de 2026. Este aumento se explica principalmente por el incremento de 29,5% en el costo promedio de la materia prima, que pasó de 71,8 US\$/bbl en el primer semestre de 2025 a 93,0 US\$/bbl en el mismo período de 2026. Adicionalmente, el volumen costeadado de producción propia aumentó en 402,5 Mm³ (7,1%), desde 5.675,7 Mm³ hasta 6.078,2 Mm³.

Los costos asociados a la compra de productos importados en R&C, disminuyeron en US\$ 136,4 millones (-33,2%), respecto a primer semestre de 2025. Esta disminución se explica por un cambio en el mix de productos vendidos, lo que resultó en un menor volumen de ventas de 291,9 Mm³, al pasar de 659,4 Mm³ a 367,5 Mm³ (-44,3%), parcialmente compensado por un aumento de 19,9% en el costo promedio de la canasta de productos importados, que pasó de 99,1 US\$/bbl en el primer semestre de 2025 a 118,8 US\$/bbl en el mismo período de 2026.

Los costos operacionales no crudo aumentaron en US\$ 71,1 millones (15,5%), como consecuencia del mayor nivel de actividad de las refinerías en comparación con el primer semestre de 2025, principalmente energía (US\$ 26 millones), costos de demurrages (US\$ 22 millones), servicios, contratos y repuestos (US\$ 12 millones) y costos de personal y otros (US\$ 11 millones).

El costo de producción de E&P aumentó en US\$ 19,9 millones, impulsado por un incremento de US\$ 1,2 millones en los costos de las operaciones internacionales, explicado principalmente por mayor cargo por cuota de agotamiento y mayor provisión de participación de los trabajadores, como consecuencia de los mejores resultados registrados en Ecuador. Adicionalmente, Egipto presenta mayores costos de transporte de crudo fuera de especificación y energía. Lo anterior, se compensa parcialmente con menores costos en Ecuador por menor actividad de *workover* y menor consumo diésel.

Los costos de venta de E&P en Magallanes al 30 de junio de 2026 ascendieron a US\$ 117,2 millones, en comparación con los US\$ 98,5 millones en primer semestre de 2025, registrándose un aumento de US\$ 18,7 millones. Este aumento se explica principalmente por los costos de reparación asociados al incidente en la Planta Posesión, por aproximadamente US\$5 millones, y por los costos de la campaña sísmica exploratoria iniciada en junio, que alcanzaron aproximadamente US\$4 millones al cierre del semestre. Asimismo, se registró un mayor cargo por agotamiento, asociado al incremento de la producción y venta de gas.

Los costos de venta del gas natural importado disminuyeron en US\$5,0 millones, explicado principalmente por un menor costo de suministro del GNL, asociado a una mayor disponibilidad de gas natural argentino.

C. MARGEN BRUTO

El Margen Bruto Consolidado, en el primer semestre de 2026, alcanzó los US\$ 964,9 millones, lo que representa un aumento de US\$ 286,3 millones respecto del primer semestre de 2025 (42,2%).

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

Refinación y Comercialización (R&C)	US\$ 835,2 millones
Exploración y Producción (E&P)	US\$ 140,7 millones

El Margen Bruto consolidado considera un costo corporativo de US\$ 11,0 millones.

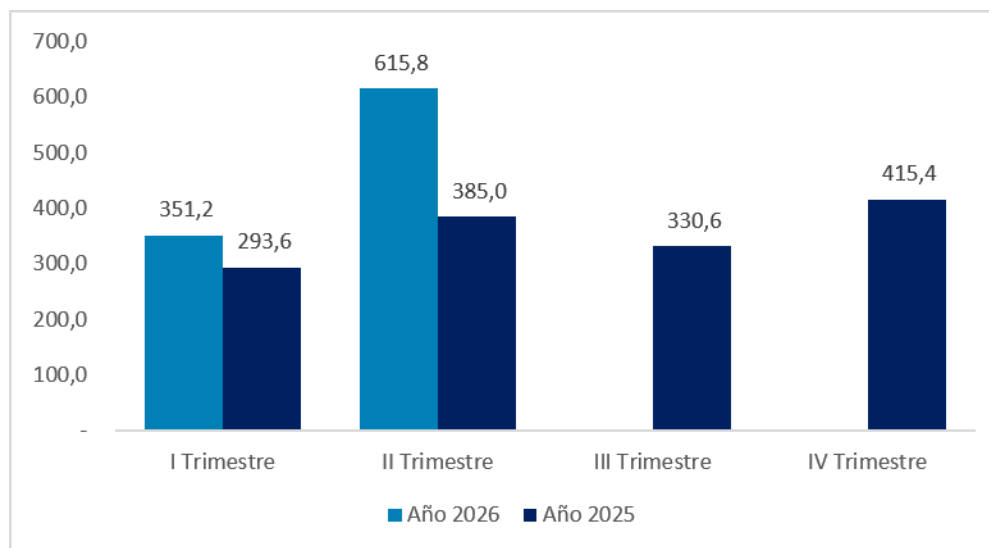
El Margen Bruto de R&C alcanzó a US\$ 835,2 millones en el primer semestre de 2026, lo que representa un aumento de US\$302,2 millones, equivalente a 56,7%, respecto de los US\$533,0 millones registrados en el mismo

período de 2025. Este incremento se explica principalmente por: (i) mayores márgenes internacionales de refinación; y (ii) una mayor venta de producción propia valiosa (+343 Mm³).

Por otro lado, el Margen Bruto de E&P en el exterior aumentó desde US\$ 87,8 millones en primer semestre de 2025 a US\$ 94,7 millones en primer semestre de 2026. Este aumento se explica por mayores ingresos debido al alza del precio internacional de crudo Brent y efecto volumen positivo en Ecuador, explicado por el evento exógeno SOTE ocurrido el año 2025. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores costos operacionales en Ecuador y Egipto.

El Margen Bruto de E&P en Magallanes ascendió a US\$ 46,0 millones en primer semestre de 2026 que se comparan con los US\$ 61,3 millones obtenidos en primer semestre de 2025, una disminución de US\$ 15,3 millones. Esta disminución se explica principalmente por menores ventas de LPG, como consecuencia de los dos meses de detención de la Planta Posesión, y por los costos incurridos en la reparación de las instalaciones dañadas

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\$ 38,4 millones, desde US\$ 131,5 millones en el primer semestre de 2025 hasta US\$ 169,9 millones en primer semestre de 2026. Este incremento se explica principalmente por mayores costos de fletes marítimos a nivel internacional asociado al aumento de las exportaciones y actividad comercial.

Los Gastos de administración por función aumentaron en US\$ 6,6 millones, desde US\$ 42,8 millones en el primer semestre de 2025 hasta US\$ 49,4 millones en el mismo periodo de 2026. Este incremento se explica principalmente por el efecto de la apreciación del peso chileno sobre los gastos denominados en moneda local y expresados en dólares, además del reajuste asociado al IPC de 2025, de 3,5%.

Los Otros gastos por función presentan una disminución de US\$ 5,1 millones, al pasar de US\$ 23,5 millones en primer semestre de 2025 a US\$ 18,4 millones en primer semestre de 2026. Esta disminución se explica principalmente por un cargo de US\$ 7,4 millones realizado en 2025 por provisión de incobrables, el cual no se repitió en el primer semestre de 2026.

Los Costos financieros aumentaron en US\$ 0,4 millones, desde US\$ 92,7 millones en primer semestre de 2025 a US\$ 93,1 millones en el mismo período de 2026. La variación se explica por un efecto desfavorable de US\$6,8 millones, debido a que durante el primer semestre de 2025 se capitalizaron intereses conforme a la NIC 23, mientras que en 2026 no se registraron intereses capitalizados. Este efecto fue compensado casi totalmente por una disminución de US\$6,4 millones en los costos asociados a obligaciones financieras.

El resultado por Participación en asociadas aumentó en US\$ 1,7 millones, desde US\$ 36,9 millones en primer semestre de 2025 a US\$ 38,6 millones en el mismo período de 2026. Esta variación se explica principalmente por el mejor resultado de GNL Chile S.A., cuya contribución aumentó en US\$2,3 millones, desde US\$6,8 millones hasta US\$9,1 millones, efecto parcialmente compensado por menores resultados netos de otras asociadas.

El resultado por Diferencias de cambio registró una ganancia por US\$ 9,8 millones en primer semestre de 2026, que se compara con una pérdida de US\$ 16,8 millones obtenida en primer semestre de 2025. La variación favorable de US\$26,6 millones se explica principalmente por la apreciación del peso chileno y su efecto neto sobre los activos y pasivos monetarios denominados en moneda local, incluyendo saldos bancarios, cuentas por pagar, obligaciones con proveedores y provisiones de personal.

Finalmente, el Gasto por impuestos a las ganancias aumentó en US\$ 71,3 millones, principalmente por la mayor utilidad tributaria generada por Enap Refinerías S.A., consistente con la mejora de sus resultados respecto de primer semestre de 2025.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	jun-26	dic-25	Var. US\$	% Var. Abs.
Activos corrientes	2.173,5	1.778,4	395,1	22,2%
Activos no corrientes	5.782,7	5.755,9	26,8	0,5%
ACTIVOS	7.956,2	7.534,3	421,9	5,6%

Al 30 de junio de 2026, el total de activos registró un aumento neto de US\$ 421,9 millones en comparación con el total al 31 de diciembre de 2025.

El aumento de activos se explica principalmente por el incremento de US\$207,7 millones en inventarios y de US\$114,1 millones en otros activos financieros corrientes, asociados, respectivamente, a mayores volúmenes y costos unitarios de compra, y a la valorización de instrumentos financieros de cobertura. El detalle de las principales variaciones es el siguiente:

- **Efectivo y equivalentes al efectivo** disminuyó en US\$ 69,1 millones (14,58%) al pasar de US\$ 473,8 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 404,7 millones al 30 de junio de 2026. Esta disminución se explica principalmente por un desfase temporal entre el cierre del semestre y la cobranza de liquidaciones asociadas a coberturas TSS.
- **Otros activos financieros corrientes** presentan un aumento de US\$ 114,1 millones al pasar de US\$ 101,8 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 215,9 millones al 30 de junio de 2026, principalmente por la posición de cierre de los *mark-to-market* de las coberturas de riesgo de tipo de cambio y de precios del crudo que registraron un incremento neto de US\$ 192,5 millones, compensado parcialmente por menores depósitos a plazo clasificados en esta categoría por US\$ 78,4 millones.

- **Otros activos no financieros, corrientes** presentan un aumento de US\$ 49,2 millones al pasar de US\$ 8,3 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 57,5 millones al 30 de junio de 2026, principalmente por gastos diferidos asociados a arriendo de naves y seguros vigentes por US\$35,5 millones.
- **Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes** aumentaron en US\$ 57,0 millones (16,4%) al pasar de US\$ 347,1 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 404,1 millones al 30 de junio de 2026, este aumento corresponde a deudores comerciales por US\$42,4 millones, otros deudores por liquidaciones de cobertura por recibir US\$ 66,7 millones, compensado por la cobranza a EGPC y otras variaciones por US\$52,1 millones.
- **Cuentas por cobrar a entidades relacionadas** aumentaron en US\$ 36,3 millones (125,3%) al pasar de US\$ 29,0 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 65,2 millones al 30 de junio de 2026. Este aumento se debe a saldos por cobrar de aporte compensatorio gas Magallanes con Ministerio de Energía por US\$ 21,9 millones, y saldos por cobrar con Ministerio de Hacienda por subsidio a Kerosene (Ley 21.011) por US\$ 15,3 millones, compensado con otros efectos menores por US\$ 0,9 millones.
- **Inventarios** aumentaron en US\$207,7 millones (25,4%), debido a un efecto volumen de 6,8% y a un efecto precio y valorización de 18,6%. Este último incluye ajustes por US\$304,1 millones asociados a coberturas TSS, originados por la disminución del valor de la materia prima al cierre del período.
- **Propiedades, planta y equipo** aumentó desde US\$ 3.769,6 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 3.770,8 millones al 30 de junio de 2026. Los principales movimientos de la cuenta se componen de adiciones por US\$ 215,0 millones (US\$98,2 millones corresponden a Línea de Negocios E&P y US\$ 116,8 millones a Línea de Negocios R&C), neto de depreciaciones y otros ajustes por US\$ 213,8 millones.

Activos por impuestos diferidos aumentaron en US\$60,2 millones, principalmente por el reconocimiento de efectos tributarios asociados al incremento de las pérdidas tributarias de ENAP.

PASIVOS Y PATRIMONIO

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	jun-26	dic-25	Var	Var.% abs.
Pasivos financieros corrientes	348,7	119,4	229,3	>100,0%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	866,0	675,9	190,1	28,1%
Otros pasivos corrientes	652,1	237,0	415,1	>100,0%
Total pasivos corrientes	1.866,8	1.032,3	834,5	80,8%
Pasivos financieros, no corrientes	2.698,4	2.983,1	(284,7)	9,5%
Otros pasivos, no corrientes	316,1	367,9	(51,8)	14,1%
Total pasivos, no corrientes	3.014,5	3.351,0	(336,5)	10,0%
Total pasivos	4.881,3	4.383,3	498,0	11,4%
Patrimonio	3.074,9	3.151,0	(76,1)	2,4%
Total pasivos y patrimonio	7.956,2	7.534,3	421,9	5,6%

PASIVOS

Al 30 de junio de 2026 los pasivos totales de la Empresa registraron un aumento de US\$ 498,0 millones respecto del cierre de 2025. Este aumento se explica principalmente por dividendos por pagar al Estado. Algunas de las principales variaciones se detallan a continuación:

- **Pasivos financieros corrientes y no corrientes** presentaron una disminución de US\$ 55,4 millones, generándose también un cambio en su composición puesto que los pasivos financieros corrientes aumentaron en US\$229,3 millones, mientras que los no corrientes disminuyeron en US\$284,7 millones. La variación antes mencionada se compone de una disminución de US\$ 71,7 millones en el pasivo financiero medido a costo amortizado producto del pago bono por US\$78,4 millones neto de mayores devengos de otros conceptos por US\$ 6,7 millones y un aumento de US\$16,3 millones en derivados financieros de cobertura, asociados a coberturas del riesgo de variación en el precio del crudo.
- **Cuentas por pagar comerciales** aumentaron en US\$ 190,1 millones, al pasar de US\$ 675,9 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 866,0 millones al 30 de junio de 2026, explicado por mayores saldos con proveedores de crudo y productos, en línea con el incremento en el valor de inventarios.
- **Cuentas por pagar a empresas relacionadas** aumentaron en US\$ 383,5 millones, al pasar de US\$ 23,3 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 406,8 millones al 30 de junio de 2026, principalmente por el reconocimiento de los dividendos por pagar al Estado, correspondientes al saldo del 70% de las utilidades financieras del año 2025 equivalente a US\$393,5 millones.
- **Pasivos por impuestos corrientes** aumentaron en US\$ 53,1 millones, producto de los impuestos a pagar devengados por los resultados tributarios del primer semestre.
- **Pasivos por impuestos diferidos** disminuyeron en US\$ 46,6 millones, ya que la posición neta de los impuestos de la filial Enap Refinerías S.A. cerraron con saldo deudor, dado principalmente la posición de coberturas.

PATRIMONIO

Al 30 de junio de 2026 patrimonio disminuyó en US\$76,1 millones, principalmente por la distribución de dividendos por US\$593,5 millones y por una disminución de US\$60,9 millones en las reservas de cobertura. Estos efectos fueron compensados parcialmente por la utilidad del período de US\$578,5 millones y por otros movimientos patrimoniales.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo al 30 de junio de 2026 y 2025 son los siguientes:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estados de Flujos de Efectivos	jun-26	jun-25	Var. US\$	% Var. Abs.
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	413,5	829,7	(416,2)	50,2%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(107,0)	(582,5)	475,5	81,6%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(381,7)	(126,7)	(255,0)	>100,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(75,2)	120,5	(195,7)	>100,0%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	6,1	3,6	2,5	69,4%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(69,1)	124,1	(193,2)	>100,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	473,8	204,4	269,4	>100,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	404,7	328,5	76,2	23,2%

El flujo de actividades de operación en primer semestre de 2026 registró un saldo positivo de US\$ 413,5 millones, en comparación con los US\$ 825,1 millones registrados en primer semestre de 2025. La disminución del flujo de actividades de operación se explica principalmente por una mayor absorción de capital de trabajo por US\$598,8 millones, asociada principalmente al incremento de inventarios y cuentas por cobrar. Este efecto fue parcialmente compensado por la mejora del resultado operacional.

El flujo utilizado en actividades de inversión ascendió a US\$ 107,0 millones en primer semestre de 2026, en comparación con los US\$ 582,5 millones registrados en primer semestre de 2025. Esta disminución se explica principalmente por menores adiciones de Propiedades, planta y equipo e inversión en instrumentos financieros.

El flujo de actividades de financiamiento en primer semestre de 2026 reflejó una salida neta de fondos por US\$ 381,7 millones, en comparación con US\$ 122,1 millones en primer semestre de 2025, dado el pago de dividendos en primer semestre de 2026 por US\$200 millones, pago de bono por US\$78,4 millones y la ejecución de pagos de intereses financieros en ambos períodos.

Finalmente, el efectivo y equivalentes al efectivo alcanzó US\$404,7 millones al 30 de junio de 2026. Este saldo fue US\$69,1 millones inferior al registrado al cierre de 2025, pero US\$76,2 millones superior al observado al 30 de junio de 2025.

5.- EBITDA

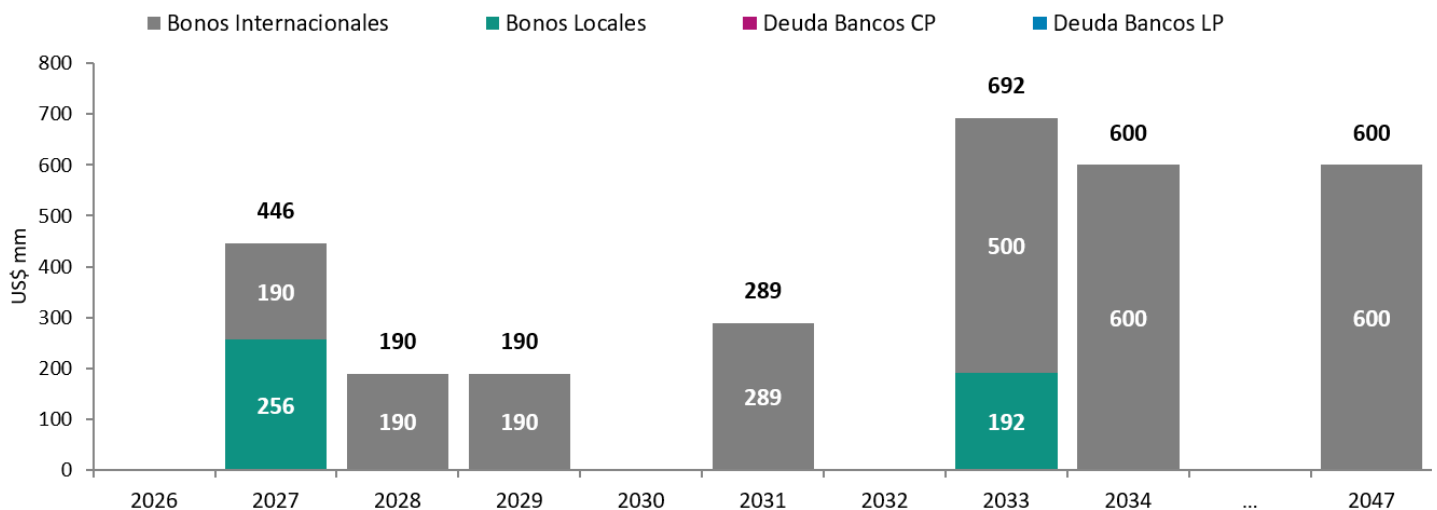
El EBITDA de US\$973,9 millones en el primer semestre de 2026, se compara con los US\$681,8 millones obtenidos en el primer semestre de 2025. El detalle es el siguiente:

EBITDA	jun-26	jun-25	Var. US\$	% Var. Abs.
Resultado Operacional	741,5	485,4	256,1	52,8%
Depreciación, amortización y cuota de agotamiento	217,4	185,5	31,9	17,2%
Otros cargos a resultados	15,0	10,9	4,1	37,6%
EBITDA	973,9	681,8	292,1	42,8%
EBITDA LTM	1.757,0	1.273,5	483,5	38,0%

Al 30 de junio de 2026 la contribución al EBITDA de R&C fue de US\$766,3 millones y la de E&P alcanzó US\$219,8 millones. Descontados los costos corporativos por US\$12,1 millones, el EBITDA consolidado ascendió a US\$973,9 millones.

6.- PERFIL AMORTIZACIÓN DE CAPITAL ENAP AL 30 DE JUNIO DE 2026

El perfil de amortización no presenta vencimientos de capital durante el segundo semestre de 2026. Los próximos vencimientos ascienden a US\$446 millones en 2027 y a US\$190 millones tanto en 2028 como en 2029. Las principales concentraciones posteriores se registran en 2033, por US\$692 millones; en 2034, por US\$600 millones; y en 2047, por US\$600 millones:



* Los instrumentos cubiertos mediante cross currency swaps se presentan considerando los montos de capital fijados en dólares p or dichos contratos

7.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Al 30 de junio de 2026, los indicadores de liquidez disminuyeron como consecuencia del aumento de los pasivos corrientes, especialmente por el reconocimiento de dividendos por pagar y el incremento de la porción corriente de la deuda financiera. En contraste, la razón de deuda financiera neta a EBITDA mejoró desde 1,74 veces hasta 1,50 veces, principalmente por el aumento del EBITDA de los últimos doce meses. Asimismo, los indicadores de rotación de inventarios y rentabilidad mostraron una evolución favorable:

LIQUIDEZ		jun-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,16	1,72	(0,56)	32,6%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,61	0,93	(0,32)	34,4%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		jun-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	1,59	1,39	0,20	14,2%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	0,79	0,80	(0,01)	1,6%
Razón de endeudamiento financiero, corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	11,44	3,85	7,59	197,2%
Razón de endeudamiento financiero, no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	88,56	96,15	(7,59)	7,9%
Cobertura de gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	11,14	9,15	1,99	21,8%
Razón de deuda financiera neta a EBITDA ⁽⁶⁾	(veces)	1,50	1,74	(0,24)	13,6%

⁽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		jun-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Activos					
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	7.956,2	7.534,3	421,9	5,6%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	7.745,3	7.465,8	279,5	3,7%
Inventarios					
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	8,98	7,92	1,06	13,4%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,34	1,52	(0,18)	12,1%

⁽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		jun-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	35,59	30,75	4,84	15,7%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	14,30	11,36	2,94	25,9%

⁽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 mayor 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 a junio de 2026, el precio del petróleo crudo Brent ICE promedió 87,6 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, esto es, 16,8 US\$/bbl por sobre igual periodo del 2025 (70,8 US\$/bbl). Por su parte, el crudo WTI de EE. UU., promedió 82,8 US\$/bbl, 15,2 US\$/bbl por sobre de enero-junio 2025 (67,5 US\$/bbl).

Contexto mercado del petróleo:

Durante el primer semestre, los precios del Brent registraron una elevada volatilidad, fluctuando en un amplio rango. El crudo inició el año en torno a los 60 US\$/bbl y posteriormente alcanzó máximos por sobre los 110 US\$/bbl, con episodios puntuales sobre los 118 US\$/bbl, marcando los niveles más altos del período.

En enero, el mercado estuvo presionado al alza por las condiciones climáticas adversas en Estados Unidos, que afectaron la producción y contribuyeron a una reducción de inventarios. A esto se sumó una demanda europea firme, que ajustó los balances en la cuenca del Atlántico. En paralelo, las tensiones en torno a Venezuela generaron

incertidumbre sobre la continuidad de sus exportaciones, mientras que la mantención de los recortes de producción por parte de OPEP+ reforzó la percepción de estrechez en la oferta global.

Durante febrero, el Brent promedió en torno a los 70 US\$/bbl, en un contexto donde las expectativas de una eventual flexibilización de los recortes de OPEP+ a partir de abril comenzaron a moderar las presiones alcistas. Sin embargo, hacia fines de mes, la escalada del conflicto entre Estados Unidos, Israel e Irán volvió a impulsar los precios, llevándolos a niveles no observados desde el inicio del conflicto entre Rusia y Ucrania en 2022. El principal foco de preocupación fue el riesgo sobre rutas estratégicas de suministro, particularmente el Estrecho de Ormuz, por donde transita cerca del 20% del crudo comercializado a nivel global.

En abril, el inicio de un alto al fuego de 60 días abrió espacio para negociaciones entre Estados Unidos e Irán. No obstante, las conversaciones no lograron avances concretos, en medio de la negativa de Irán a abandonar su programa nuclear. Durante este período se mantuvo el cierre del Estrecho de Ormuz, junto con el bloqueo naval impuesto por Estados Unidos, lo que sostuvo una prima de riesgo geopolítico relevante en los precios del crudo.

En mayo, las negociaciones continuaron marcadas por episodios de tensión que retrasaron la posibilidad de alcanzar un acuerdo, manteniendo al mercado atento a cada nuevo antecedente. Sin embargo, a comienzos de junio empezó a fortalecerse la expectativa de una resolución del conflicto, lo que moderó gradualmente las presiones sobre los precios. Finalmente, el 14 de junio, el anuncio de un acuerdo impulsó una fuerte corrección en el Brent ICE, que volvió a cotizar por debajo de la barrera de los 80 US\$/bbl.

Existen varios factores que impactaron el precio del petróleo:

Factores a la baja:

Expectativa de aumento de producción por parte de la OPEP+:

Generó preocupación por un posible exceso de oferta, así como dudas sobre la efectividad de la medida para equilibrar el mercado global. La OPEP+ ha devuelto gradualmente casi 600 kbd al mercado entre abril y junio. Adicionalmente, el grupo tiene programado un incremento de su cuota de 188 kbd a partir de julio, como parte del retorno parcial de su producción.

Mayor producción de Venezuela y reincorporación al mercado:

Luego de los acontecimientos del 3 de enero, las reservas petroleras del país volvieron a estar en el foco del mercado. La producción petrolera de Venezuela aumentó un 10% y volvió a superar el millón de barriles diarios en febrero, por primera vez desde junio de 2019. El país permitió la entrada de capital privado y extranjero en su industria petrolera, mediante una reforma a la Ley Orgánica de Hidrocarburos en el marco de las negociaciones con EE.UU. Para 2026, se espera que la producción petrolera venezolana pueda promediar en torno a 1,3 millones de barriles diarios.

Las exportaciones de crudo venezolano aumentaron un 45% durante el primer semestre respecto del mismo período de 2025. En abril, los envíos alcanzaron cerca de 33 millones de barriles, niveles no observados desde febrero de 2019. En mayo, las exportaciones de crudo y productos refinados se ubicaron en 1,3 millones de barriles diarios, lo que representó un aumento de 0,7% frente a abril y de 61% en comparación con el mismo mes de 2025.

Apertura temporal a crudo ruso para aliviar el déficit de oferta

Para mitigar la escasez de suministro derivada del conflicto en Medio Oriente, Washington anunció el 5 de marzo una exención de sanciones por 30 días para las compras de petróleo ruso en alta mar realizadas por compradores indios. Posteriormente, la medida fue extendida a todos los compradores hasta el 17 de junio, fecha en que el Gobierno de Estados Unidos decidió no renovar la prórroga temporal y permitió que la exención expirara, en línea con los avances en los acuerdos con Irán y la reapertura de las rutas marítimas.

Factores al alza, factores geopolíticos:

Conflicto en Medio Oriente:

Desde el inicio del conflicto, el 28 de febrero, los precios del petróleo comenzaron a subir y superaron la barrera de los 100 US\$/bbl a mediados de marzo, en un contexto en que un enfrentamiento inicialmente previsto como de corta duración se ha extendido por más de cuatro meses. Durante este período, las hostilidades afectaron infraestructura energética clave y provocaron el cierre del Estrecho de Ormuz, ruta por donde transita cerca del 20% del suministro mundial de petróleo.

El tráfico marítimo en Ormuz se redujo en torno a un 94% desde el inicio del conflicto con Irán, intensificando significativamente los riesgos sobre el abastecimiento global. En respuesta a estas interrupciones, la AIE anunció la liberación de 400 millones de barriles desde las reservas estratégicas de sus países miembros, con el objetivo de mitigar las perturbaciones derivadas del conflicto. Por su parte, Japón liberó 80 millones de barriles desde sus reservas estratégicas, tanto gubernamentales como privadas, a partir del 16 de marzo.

Adicionalmente, Estados Unidos suspendió temporalmente la Ley Jones por un período de 60 días hasta mediados de agosto, permitiendo el uso de buques extranjeros en el cabotaje estadounidense, con el propósito de reducir las interrupciones en el mercado energético.

En paralelo, Irán intensificó los ataques contra infraestructura energética en el Golfo, afectando activos petroleros en Qatar, Emiratos Árabes Unidos, Arabia Saudita y Kuwait. Entre las instalaciones impactadas destacaron Ras Laffan —responsable de cerca del 20% del suministro global de GNL—, además de refinerías clave como Ras Tanura de 550 kbd, y Ruwais de 450 kbd, entre otras.

El 14 de junio, Estados Unidos anunció un acuerdo de paz con Irán —conocido como Memorando de Islamabad—, dando inicio a una tregua formal de 60 días bajo mediación de Pakistán. Como parte de los primeros avances, EE. UU. retiró el bloqueo naval sobre puertos iraníes e Irán reabrió el Estrecho de Ormuz al tránsito comercial. No obstante, la implementación del acuerdo continúa siendo frágil, en medio de escaladas bélicas, desconfianzas mutuas, aplazamientos técnicos y acusaciones cruzadas de incumplimiento, manteniendo latente el riesgo geopolítico.

Conflicto Rusia-Ucrania:

La infraestructura energética de ambos países continuó siendo blanco de ataques cruzados, manteniendo la incertidumbre sobre la disponibilidad de exportaciones de crudo y productos de Rusia. A pesar de los avances en las conversaciones a través de mediadores, un acuerdo de paz no se vislumbra en el corto plazo.

En Rusia, los ataques con drones ucranianos paralizaron cerca del 43% de la capacidad de refinación de petróleo. Durante las últimas semanas de junio y comienzos de julio, las ofensivas se intensificaron contra instalaciones clave, incluyendo la refinería de Omsk —la mayor del país—, la refinería de Moscú y terminales en el Mar Báltico.

Estas interrupciones generaron presiones sobre el abastecimiento interno de combustibles en Rusia, provocando episodios de escasez y congestión en estaciones de servicio, y han disminuido las exportaciones de diésel estimadas en 800 kbd.

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

Los márgenes de refinación en la Costa del Golfo de EE.UU. registraron un aumento importante, impulsados por la mejora en el margen internacional del diésel y el mayor costo del impuesto verde (RVO) que se aplica a gasolina y diésel de EE.UU. A lo largo del primer semestre, los márgenes del diésel se ubicaron en promedio 26,5 US\$/bbl por encima de los niveles de 2025, lo que equivale a un incremento de más de un 100%. Parte de este aumento incluye el mayor costo del RVO que subió de 5,5 a 11,3 US\$/bbl, un aumento de 5,8 US\$/bbl.

En los primeros meses del año, EE. UU. realizó una amplia temporada de mantenimiento de refinerías, que redujo los inventarios respaldando los márgenes de refinación. Entre marzo y mayo, el cierre del Estrecho de Ormuz y los ataques a refinerías de la región afectaron significativamente las exportaciones de crudo y productos hacia Europa.

En el caso del crudo, los envíos cayeron un 67% respecto del mismo período de 2025, mientras que las exportaciones de jet disminuyeron en torno a 29 MMbbl, aproximadamente 29%, y las de diésel cerca de 19 MMbbl, alrededor de 92%. Ante esta menor disponibilidad, Europa debió reforzar su abastecimiento principalmente desde la Costa del Golfo de Estados Unidos, impulsando al alza los precios y los cracks de productos.

A fines de marzo, la EPA de EE.UU. estableció los requerimientos de biocombustibles para combustibles de transporte para el 2026. En particular, el requerimiento de biocombustibles avanzados subió por sobre el 50% de los niveles del 2025, lo cual ha presionado al alza el precio del RVO.

Gasolinas

El precio de la gasolina Unleaded 87 en USGC durante el primer semestre promedió 113,8 US\$/bbl, un aumento de 27,2 US\$/bbl respecto al mismo período del año anterior, cuando se situó en 86,6 US\$/bbl. El margen de la gasolina, definido como el diferencial de precio de la gasolina respecto al Brent ICE, promedió 25,8 US\$/bbl, 9,9 US\$/bbl por sobre al mismo período en 2025 (15,9 US\$/bbl).

Los márgenes de gasolinas han sido respaldados debido a los siguientes factores:

- La menor disponibilidad de refinación, debido a mantenimientos programados y a interrupciones inesperadas asociadas a una tormenta invernal que afectó al hemisferio norte durante enero
- Desde marzo, se ha observado una reducción de las importaciones de gasolina del PADD 1 producto de la guerra de Medio Oriente, lo que debió ser cubierto desde el USGC.
- Entre marzo y junio, en pleno auge del conflicto en Medio Oriente, las exportaciones de gasolina desde Estados Unidos aumentaron en promedio un 11%, con junio marcando máximos históricos cercanos a 1,1 millones de bbl/d.
- En paralelo, desde mediados de abril los inventarios de gasolina en la Costa del Golfo cayeron a mínimos históricos y se mantuvieron en niveles reducidos pese al incremento de la producción, en pleno inicio de la temporada de mayor demanda por conducción en el hemisferio norte. Así, julio comenzó con stocks en torno a 76,5 millones de barriles, cerca de 11% por debajo de los niveles observados al inicio de la temporada alta de 2025.

Diésel

Durante el primer semestre, el precio promedio del diésel de bajo azufre en USGC se ubicó en 136,3 US\$/bbl, registrando un alza de 43,8 US\$/bbl respecto del mismo período de 2025. En tanto, el margen del diésel, definido como el diferencial respecto al Brent ICE, promedió 48,4 US\$/bbl, superando en 26,5 US\$/bbl el nivel observado durante el primer semestre de 2025, cuando alcanzó 21,9 US\$/bbl.

El margen del diésel se mantuvo por sobre los 25 US\$/bbl desde comienzos de año, respaldado por los siguientes factores:

- Las bajas temperaturas, producto de una tormenta invernal que afectó al hemisferio norte a fines de enero, impulsaron la demanda por calefacción, alcanzando en la semana más fría los 4,4 millones de bbl/d, lo que llevó al crack del diésel por sobre los 31 US\$/bbl.
- En enero, el incremento en las exportaciones, especialmente hacia Europa, ante el inicio de sanciones el 25 de enero que prohíben la compra de productos derivados de crudo ruso, elevó los envíos a 1,3 millones de bbl/d durante las primeras semanas del mes.
- El inicio del conflicto en Medio Oriente a fines de febrero impulsó adicionalmente los márgenes del diésel, ante la incertidumbre sobre el suministro, llevando los cracks a niveles no vistos desde el inicio de la guerra entre Rusia y Ucrania en 2022, sobrepasando los 80 US\$/bbl.
- Europa se enfrenta a una grave escasez de diésel y kerosene de aviación debido al cierre del Estrecho de Ormuz. En 2025 el Golfo Pérsico suministró el 60% de las importaciones de jet fuel de Europa y 30% de las importaciones de diésel. Estos flujos sustituyeron al suministro ruso prohibido en 2023, por lo que Europa perdió su proveedor actual y el anterior en menos de tres años.
- Durante mayo y junio, los inventarios de diésel en Estados Unidos se mantuvieron en niveles mínimos y por debajo de los registros de 2025, presionados por una mayor demanda de exportación. Esta última alcanzó un máximo histórico a comienzos de mayo, en torno a 1,9 millones bbl/d, cerca del 40% de la producción de EE.UU.

Fuel Oil

El precio del fuel oil N°6 de 3% de azufre registró un promedio de 74,0 US\$/bbl, 9,4 US\$/bbl por sobre el mismo periodo enero-junio del 2025 (64,6 US\$/bbl). El diferencial respecto al Brent ICE promedió -13,9 US\$/bbl, lo que representa una caída de 7,9 US\$/bbl con respecto al mismo período del 2025.

La mayor disponibilidad de crudo pesado venezolano en EE.UU. ha incrementado la producción de productos residuales en las refinerías del Golfo, elevando la oferta de fuel oil y presionando el crack a la baja. Este escenario se refleja en un aumento de los inventarios en la Costa del Golfo de EE.UU., que en promedio durante el primer semestre se ubicaron 1,3 millones de barriles por sobre el mismo período de 2025 (+10%).

Tarifas de flete USGC-Chile

En el primer semestre, las tarifas han promediado 11,6 US\$/bbl, ubicándose 4,9 US\$/bbl por sobre el mismo período de 2025 (6,7 US\$/bbl), el alza ha estado asociada a una mayor demanda de naves en la ruta USGC-Europa que redujo la disponibilidad de buques hacia la costa oeste de Sudamérica.

En enero, las exportaciones hacia Europa superaron a las dirigidas a Sudamérica, tensionando la oferta de tonelaje y sosteniendo las tarifas en niveles elevados, lo que las llevó a alcanzar un máximo de 10,8 US\$/bbl, en abril, con el conflicto en Medio Oriente las tarifas de transporte marítimo se han elevado a niveles históricos, alcanzando un máximo de 20,5 US\$/bbl.

Gas natural

Durante el primer semestre de 2026, el precio del gas natural en EE.UU., medido por el marcador Henry Hub, promedió 3,2 US\$/MMBtu, ubicándose 0,5 US\$/MMBtu por debajo del mismo período de 2025, cuando alcanzó 3,7 US\$/MMBtu. En enero, los precios del Henry Hub llegaron a un máximo de 7,5 US\$/MMBtu hacia fines de mes, impulsado por una mayor demanda asociada a condiciones invernales severas en el hemisferio norte.

El cierre del Estrecho de Ormuz profundizó la divergencia entre los precios internacionales del GNL y el Henry Hub. Mientras el TTF europeo y el JKM asiático aumentaron 35% y 51%, respectivamente, frente a los niveles previos al cierre, el Henry Hub retrocedió 9%, contenido por inventarios abundantes, menor demanda estacional y restricciones para elevar exportaciones en el corto plazo. La disrupción afectó más de 10 Bcf/d de suministro global de GNL, cerca del 20% del mercado, intensificando la competencia por cargamentos spot en Europa y Asia.

A nivel internacional, los ataques al campo gasífero South Pars/North Dome —compartido por Irán y Qatar— y al complejo de Ras Laffan en Qatar, afectaron una parte relevante del suministro mundial de GNL, impulsando al alza los precios en los mercados globales. La normalización de la capacidad afectada podría demorar, manteniendo riesgos de estrechez y presión alcista sobre el mercado internacional.

Las exportaciones de gas natural como GNL en EE.UU. representan 14% del consumo total, por lo que el precio del Henry Hub no se vio afectado mayormente por la situación internacional.

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 Atmosféricas (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).

* * * * *