ANÁLISIS RAZONADO
DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS

CORRESPONDIENTE AL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 septiembre 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 septiembre 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$ 1.112,0 millones al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un incremento de US$605,8 millones (119,7%) respecto de los US$506,2 millones obtenidos en el mismo período de 2025. Este mayor resultado se explica principalmente por el aumento del margen bruto, que alcanzó los US$ 1.855,5 millones, frente a US$ 1.009,2 millones en el mismo período de 2025, impulsado por: i) un aumento de 17,8 US$/bbl en el crack internacional promedio del periodo; ii) una mayor venta de producción propia valiosa de R&C (+215 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$ 1.410,0 millones, superior a los US$ 563,6 millones del mismo periodo del año anterior. Este aumento se explica principalmente por mayores márgenes internacionales de refinación, destacando el alza en diésel, que pasó de 24,0 US$/bbl a 61,7 US$/bbl, y en gasolinas, que aumentaron de 17,2 US$/bbl a 33,7 US$/bbl. Adicionalmente, se registró una mayor venta de producción propia valiosa, respecto al año anterior. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento en el costo de la canasta de crudos de referencia, además de mayores costos de cobertura y de 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$ 154,5 millones, en comparación con los US$ 164,3 millones obtenidos en el mismo período de 2025. De este total, US$ 141,2 millones (US$129,2 millones en el mismo periodo de 2025) corresponde a las operaciones de E&P internacional -Ecuador y Egipto- y US$ 13,3 millones a E&P Magallanes (US$ 35,1 millones en el mismo período de 2025).

En E&P internacional, el RAI ascendió a US$ 141,2 millones, lo que representa un aumento de US$ 12,0 millones respecto del mismo periodo 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 agencia en Ecuador; junto con mayores volúmenes en Ecuador, 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 asociados al incremento del cargo por agotamiento (depletion) y una mayor provisión por participación de los trabajadores en Ecuador, consistente con los mejores resultados registrados.

En E&P Magallanes, el RAI ascendió a US$ 13,3 millones, lo que representa una disminución de US$ 21,8 millones respecto a septiembre de 2025. Esta disminución se explica principalmente por menores ingresos por venta de licuables producto de la detención de la Planta Posesión durante enero y febrero 2026, como consecuencia del incidente ocurrido a fines de 2025. Adicionalmente, incidieron mayores cargos por agotamiento asociados al incremento de la producción de gas destinada a Methanex, los costos de la campaña sísmica 3D y de

la negociación colectiva, así como el efecto de la apreciación del peso chileno sobre los costos denominados en moneda local (TC promedio a septiembre 2026: 906 $/US$; TC promedio a septiembre 2025: 957 $/US$).

El EBITDA Consolidado de ENAP ascendió a US$ 1.875,4 millones al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un incremento de 83,3% respecto de los US$ 1.023,4 millones obtenidos en el mismo período de 2025, impulsado principalmente por el mejor desempeño de R&C.

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Ingresos de actividades ordinarias	8.679,0	6.527,0	2.152,0	33,0%
Costos de ventas	(6.823,5)	(5.517,8)	(1.305,7)	23,7%
Margen bruto	**1.855,5**	**1.009,2**	**846,3**	**83,9%**
Otros ingresos, por función	22,5	8,1	14,4	>100,0%
Costos de distribución	(250,3)	(199,8)	(50,5)	25,3%
Gastos de administración	(77,2)	(65,4)	(11,8)	18,0%
Otros gastos, por función	(42,5)	(31,9)	(10,6)	33,2%
Ganancia de actividades operacionales	**1.508,2**	**720,2**	**788,0**	**>100,0%**
Otras pérdidas	0,0	(24,7)	24,7	100,0%
Ingresos financieros	21,1	17,6	3,5	19,9%
Costos financieros	(139,0)	(139,1)	0,1	0,1%
Participación en asociadas	58,9	56,9	2,0	3,5%
Diferencias de cambio	22,1	(3,6)	25,7	>100,0%
Ganancia antes de impuestos	**1.471,3**	**627,3**	**844,0**	**>100,0%**
Gasto por impuestos a las ganancias	(359,3)	(101,0)	(258,3)	>100,0%
Ganancia procedente de operaciones continuadas	**1.112,0**	**526,3**	**585,7**	**>100,0%**
Pérdida después de impuestos de las operaciones discontinuadas	0,0	(20,0)	20,0	100,0%
Ganancia del período	**1.112,0**	**506,2**	**605,8**	**>100,0%**

A. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias aumentaron un 33,0% al 30 de septiembre de 2026 respecto al mismo período del año anterior, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US$) Ingresos de Actividades Ordinarias	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	7.446,3	5.281,9	2.164,4	41,0%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	429,0	437,0	(8,0)	1,8%
Ingresos por ventas E&P	561,2	512,3	48,9	9,5%
Ingresos por ventas gas natural importado	217,3	267,0	(49,7)	18,6%
Otros ingresos	25,2	28,8	(3,6)	12,5%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	**8.679,0**	**6.527,0**	**2.152,0**	**33,0%**

Los ingresos por ventas de productos propios en R&C aumentaron en US$ 2.164,4 millones (41,0%) en comparación con el mismo periodo del año anterior, explicado por un aumento en el volumen de ventas de

producción propia en 202,2 Mm³ al pasar de los 8.848,5 Mm³ a 9.050,7 Mm³ (2,3%), 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 94,9 US$/bbl en el mismo período de 2025 a 130,8 US$/bbl en el mismo periodo de 2026 (37,8%).

Los ingresos asociados a la venta de productos importados en R&C, tales como diésel y gasolinas, disminuyeron en US$8,0 millones (-1,9%), respecto al mismo periodo del año 2025, debido principalmente a una reducción de 193,0 Mm³ en el volumen vendido, consistente con la menor participación de productos importados en el mix de ventas, pasando de 659,1 Mm^3 a 466,4 Mm^3 , compensado parcialmente por un aumento en el precio de venta promedio de la canasta de productos, que pasó de los 105,4 US$/bbl en el mismo período del año 2025 a 146,2 US$/bbl al 30 de septiembre de 2026 (38,7%).

Los ingresos por venta en E&P en el exterior (Ecuador y Egipto) al 30 de septiembre de 2026 ascendieron a US$ 298,7 millones, lo que representa un aumento de US$ 26,4 millones en comparación con mismo periodo de 2025 (US$ 272,3 millones), explicado principalmente por un efecto precio positivo en Egipto debido al mayor precio del Brent (Real 2026: 88,9 US$/bbl; Real 2025: 66,6 US$/bbl) y ajuste por inflación de las tarifas que percibe la agencia 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 septiembre de 2026 ascendieron a US$ 262,5 millones, en comparación con los US$ 240,0 millones del año pasado a la misma fecha, registrándose un aumento de US$ 22,5 millones (9,4%). Este aumento se explica principalmente por mayores precios de venta de todos los productos (aumento de marcadores precios internacionales) y mayores ventas de gas a Methanex (acuerdos de entrega de gas adicional a mejores precios).

Los ingresos por venta de gas natural importado al 30 de septiembre de 2026 disminuyeron en US$49,7 millones respecto al mismo periodo de 2025. Esta variación se explica por menor volumen de venta programado para el tercer trimestre 2026 respecto del mismo trimestre de 2025.

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$50,1 millones al 30 de septiembre de 2026 (esta cifra incluye ajustes del año 2025 por US$ -2,6 millones), cifra que se compara con los US$53,9 millones equivalentes percibidos durante el mismo período de 2025.

B. COSTOS DE VENTAS

Cifras en Millones de dólares (US$) Costos de Ventas	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Costos por compra de crudo	(5.126,7)	(3.894,8)	(1.231,9)	31,6%
Costos operacionales no crudo	(792,8)	(706,6)	(86,2)	12,2%
Costo de producción E&P	(341,1)	(303,8)	(37,3)	12,3%
Costos de productos importados	(390,4)	(411,0)	20,6	5,0%
Costo por venta de gas natural	(172,5)	(201,6)	29,1	14,4%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	**(6.823,5)**	**(5.517,8)**	**(1.305,7)**	**23,7%**

Los costos por compra de crudo se incrementaron en US$ 1.231,9 millones (31,6%) durante los primeros nueve meses de 2026. Este aumento se explica principalmente por el incremento de 28,7% en el costo promedio de la materia prima, que pasó de 70,0 US$/bbl en los primeros nueve meses de 2025 a 90,1 US$/bbl en el mismo

período de 2026. Adicionalmente, el volumen costeado de producción propia aumentó en 202,2 Mm³ (2,3%), desde 8.848,5 Mm³ hasta 9.050,7 Mm³.

Los costos asociados a la compra de productos importados en R&C, disminuyeron en US$ 20,6 millones (5,0%), respecto al mismo periodo de 2025. Esta disminución se explica por un menor volumen de ventas de 193,0 Mm³, al pasar de 659,4 Mm³ a 466,4 Mm³ (-29,3%), parcialmente compensado por un aumento de 38,8% en el costo promedio de la canasta de productos importados, que pasó de 105,4 US$/bbl al 30 de septiembre de 2025 a 146,2 US$/bbl en el mismo período de 2026.

Los costos operacionales no crudo aumentaron en US$ 86,2 millones (12,2%), como consecuencia del mayor nivel de actividad de las refinerías en comparación con el mismo periodo de 2025, principalmente depreciación (US$ 22 millones), costos de logística (US$ 24 millones), costos variables, tales como, servicios, contratos y repuestos (US$ 22 millones) y otros (US$ 18 millones).

El costo de producción de E&P aumentó en US$ 37,3 millones, de los cuales US$26,8 millones corresponden a Magallanes y US$10,5 millones a las operaciones internacionales. En estas últimas el efecto está 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 septiembre de 2026 ascendieron a US$ 180,4 millones, en comparación con los US$ 153,6 millones a septiembre de 2025, registrándose un aumento de US$ 26,8 millones. Este aumento en los costos se explica principalmente por mayor cuota agotamiento por mayor producción de gas debido a venta adicional a Methanex, sísmica 3D, negociación colectiva y efecto tipo de cambio.

Los costos de venta del gas natural importado disminuyeron en US$29,1 millones, explicado principalmente por un menor costo promedio de suministro del GNL, asociado a una mayor disponibilidad de gas natural argentino.

C. MARGEN BRUTO

El margen bruto consolidado, al 30 de septiembre de 2026, alcanzó los US$ 1.855,5 millones, lo que representa un aumento de US$ 846,3 millones respecto del mismo periodo de 2025 (83,9%).

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

Refinación y Comercialización (R&C)	US$ 1.651,2 millones
Exploración y Producción (E&P)	US$ 220,1 millones

El Margen Bruto consolidado considera un costo corporativo de US$ 15,8 millones.

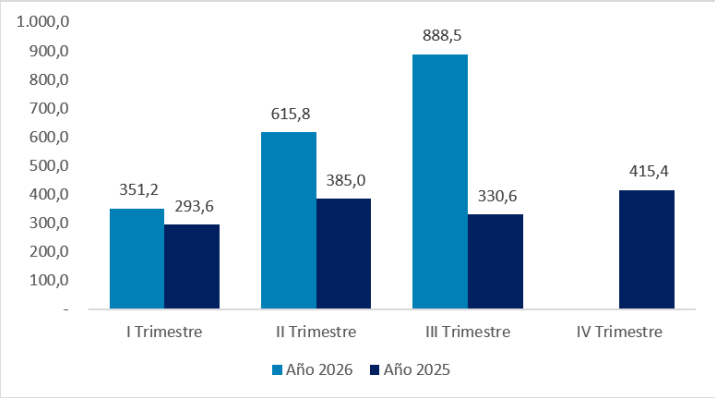
El Margen Bruto de R&C alcanzó a US$ 1.651,2 millones al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un aumento de US$845,7 millones, equivalente a 105,0%, respecto de los US$805,5 millones registrados en el mismo período de 2025. Este incremento se explica principalmente por: (i) mayores márgenes internacionales de refinación; y (ii) una mayor venta de producción propia valiosa (+215 Mm³).

Por otro lado, el Margen Bruto de E&P en el exterior aumentó desde US$ 122,1 millones al 30 de septiembre de 2025 a US$ 138,0 millones en mismo periodo de 2026. Este aumento se explica por mayores ingresos asociados al alza del precio internacional de crudo Brent y efecto volumen positivo en Ecuador, en comparación con 2025,

que fue afectado por evento exógeno SOTE. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores costos operacionales en Ecuador (mayor cargo por cuota de agotamiento asociado a una mayor producción y provisión por participación de los trabajadores) y Egipto (mayores costos transporte de crudo fuera de especificación y alza en costos de energía).

El Margen Bruto de E&P en Magallanes ascendió a US$ 82,1 millones a septiembre de 2026 que se comparan con los US$ 86,4 millones obtenidos a septiembre de 2025, lo cual representa una disminución de US$ 4,3 millones. Esta disminución se explica principalmente por los mayores costos por mayor producción.

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$ 50,5 millones, desde US$ 199,8 millones al 30 de septiembre de 2025 hasta US$ 250,3 millones al 30 de septiembre 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 aumentaron en US$ 11,8 millones, desde US$ 65,4 millones al 30 de septiembre de 2025 hasta US$ 77,2 millones al 30 de septiembre de 2026. Este incremento se explica principalmente por la apreciación del peso chileno (TC promedio de $906/CLP vs $957/CLP) y la variación del IPC, cuyo efecto combinado representa una apreciación real del peso cercana al 9,6%, lo que encarece en dólares los gastos en moneda local.

Los Otros gastos por función aumentaron en US$ 10,6 millones, al pasar de US$ 31,9 millones al 30 de septiembre de 2025 a US$ 42,5 millones al 30 de septiembre de 2026. Este aumento se explica mayores costos asociados a sísmica y pozos secos en Arenal y Dorado Riquelme en la Región de Magallanes por US$14,7 millones y pozos secos en Egipto por US$3,3 millones compensado parcialmente por un cargo de US$ 7,4 millones realizado en 2025 por provisión de incobrables, el cual no se repitió en el mismo período de 2026.

Los Costos financieros disminuyeron en US$ 0,1 millones, desde US$ 139,1 millones al 30 de septiembre de 2025 a US$ 139,0 millones al 30 de septiembre de 2026. Si bien la variación es neutra, es importante destacar que durante los primeros nueve meses de 2025 se capitalizaron intereses conforme a la NIC 23 por US$ 10,4 millones, mientras que en 2026 no se registraron intereses capitalizados. Este efecto fue compensado por menores intereses devengados, producto de la menor deuda promedio tras los pagos de bonos locales en 2025 y el prepago parcial de bonos internacionales en diciembre de 2025 y el prepago del bono internacional que vencía en agosto de 2026.

El resultado por Participación en asociadas aumentó en US$ 2,0 millones, desde US$ 56,9 millones al 30 de septiembre de 2025 a US$ 58,9 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$3,8 millones, desde US$10,3 millones hasta US$14,1 millones, efecto parcialmente compensado por menores resultados de Oleoducto Trasandino Chile S.A., que presentó una disminución de US$ 1,8 millones.

El resultado por Diferencias de cambio registró una ganancia por US$ 22,1 millones al 30 de septiembre de 2026, que se compara con una pérdida de US$ 3,6 millones obtenida al 30 de septiembre de 2025. La variación favorable de US$25,7 millones se explica principalmente por el efecto contable de las coberturas de moneda, la apreciación del peso chileno y su efecto neto sobre los activos y pasivos monetarios denominados en moneda local.

Finalmente, el Gasto por impuestos a las ganancias aumentó en US$ 258,3 millones, principalmente por la mayor utilidad tributaria generada por Enap Refinerías S.A., consistente con la mejora de sus resultados respecto de mismo periodo de 2025.

Adicionalmente ENAP reconoció en resultados una pérdida preliminar de aproximadamente US$ 56 millones, asociada al efecto del cambio de tasa del Impuesto de Primera Categoría sobre sus impuestos diferidos. Este impacto se explica principalmente por la disminución del valor de los activos por impuestos diferidos vinculados a las pérdidas tributarias acumuladas de ENAP, como consecuencia de la reducción gradual de la tasa aplicable a las empresas del Estado, desde un 25% a un 23%, establecida en la Ley N° 21.850 para la Reconstrucción Nacional y el Desarrollo Económico y Social, la cual será publicada el 17 de octubre de 2026.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sept-26	dic-25	Var. US$	% Var. Abs.
Activos corrientes	2.903,7	1.778,4	1.125,3	63,3%
Activos no corrientes	5.734,7	5.755,9	(21,2)	0,4%
ACTIVOS	**8.638,4**	**7.534,3**	**1.104,1**	**14,7%**

Al 30 de septiembre de 2026, el total de activos registró un aumento neto de US$ 1.104,1 millones en comparación con el total al 31 de diciembre de 2025.

El aumento de activos se explica principalmente por el incremento de US$763,4 millones en inventarios asociados a mayores volúmenes y costos unitarios de compra, y a US$220,7 millones en efectivo y efectivo equivalente, por el incremento en el resultado operacional. El detalle de las principales variaciones es el siguiente:

- **Efectivo y equivalentes al efectivo** presentan un aumento de US$ 220,7 millones (46,6%) al pasar de US$ 473,8 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 694,5 millones al 30 de septiembre de 2026. Este aumento se explica por el flujo operacional de US$1.237,1 millones, que permitió financiar inversiones por US$286,7 millones, dividendos pagados al Fisco por US$500,0 millones, el pago de un bono por US$78,4 millones e intereses. Al cierre, cerca del 77,3% del saldo está en depósitos a plazo.

- **Otros activos financieros corrientes** presentan un aumento de US$ 26,0 millones al pasar de US$ 101,8 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 127,8 millones al 30 de septiembre 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 aumento neto de US$ 23,9 millones, complementado por aumento en depósitos a plazo clasificados en esta categoría por US$2,1 millones.

- **Otros activos no financieros, corrientes** presentan un aumento de US$ 33,1 millones al pasar de US$ 8,3 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 41,4 millones al 30 de septiembre de 2026, principalmente por gastos diferidos asociados a arriendo de naves por US$3,0 millones, seguros pagados por anticipado por US$23,1 millones y gastos diferidos de negociación colectiva por US$7,0 millones.

- **Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes** presentan una disminución de US$ 89,4 millones (25,8%) al pasar de US$ 347,1 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 257,7 millones al 30 de septiembre de 2026, esta disminución corresponde a deudores por ventas distribuidores nacionales por US$47,2 millones debido a mayores pagos a contado y a cuentas por cobrar a EGPC por US$ 47,2 millones por un pago extraordinario de saldos superiores a 90 días, compensado parcialmente por otras variaciones por US$5,0 millones.

- **Cuentas por cobrar a entidades relacionadas** aumentaron en US$ 171,6 millones (591,7%) al pasar de US$ 29,0 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 200,6 millones al 30 de septiembre de 2026. Este aumento se debe a saldos por cobrar de aporte compensatorio gas Magallanes con Ministerio de Energía por US$ 12,9 millones, y saldos por cobrar con Ministerio de Hacienda por subsidio a Kerosene (Ley 21.011) e impuestos específicos al combustible por US$ 153,7 millones, complementado con un mayor saldo con GNL Chile S.A. por US$ 5,0 millones.

- **Inventarios** aumentaron en US$763,4 millones (93,3%), al pasar de US$ 818,4 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 1.581,8 millones al 30 de septiembre de 2026, debido principalmente aumento en volumen alcanza un 18,3% (310 Mm3) valorizado en MUS$ 163 millones, asociado a los paros de planta programados para el cuarto trimestre y a un efecto precio de US$ 435 millones y valorización de coberturas TSS por US$161 millones y a aumento en insumos químicos por US$ 4 millones.

- **Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación** aumentaron en US$38,6 millones, corresponde al reconocimiento de los resultados devengados de todas las empresas asociadas del Grupo por US$58,9 millones, menos dividendos recibidos por parte de GNL Quintero S.A., GNL Chile S.A, Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. y Sonacol S.A. por US$15,9 millones y disminuciones de capital por US$4,5 millones en Innergy Holdings S.A. y Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.

- **Propiedades, planta y equipo** aumentó desde US$ 3.769,6 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 3.775,0 millones al 30 de septiembre de 2026. Los principales movimientos de la cuenta se componen de adiciones por US$ 343,9 millones (US$159,9 millones corresponden a Línea de Negocios E&P y US$ 184,0 millones a Línea de Negocios R&C), neto de depreciaciones y otros ajustes por US$ 338,5 millones.

- **Activo por impuestos diferidos,** si bien no muestra variación respecto de diciembre de 2025, es importante indicar que incluye US$ 56 millones de ajuste por cambio de tasa, ya que ENAP reconoció en impuesto a la renta una pérdida preliminar de US$ 56 millones, asociada al efecto del cambio de tasa del Impuesto de Primera Categoría sobre sus impuestos diferidos. Este impacto se explica principalmente por la disminución del valor de los activos por impuestos diferidos vinculados a las pérdidas tributarias acumuladas de ENAP, como consecuencia de la reducción gradual de la tasa aplicable a las empresas del Estado, desde un 25% a un 23%, establecida en la Ley N° 21.850 para la Reconstrucción Nacional y el Desarrollo Económico y Social, publicada el 17 de octubre de 2026.

PASIVOS Y PATRIMONIO

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sept-26	dic-25	Var	Var.% abs.
Pasivos financieros corrientes	432,5	119,4	313,1	>100,0%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.087,2	675,9	411,3	60,9%
Otros pasivos corrientes	324,0	237,0	87,0	36,7%
Total pasivos corrientes	**1.843,7**	**1.032,3**	**811,4**	**78,6%**
Pasivos financieros, no corrientes	2.697,7	2.983,1	(285,4)	9,6%
Otros pasivos, no corrientes	396,2	367,9	28,3	7,7%
Total pasivos, no corrientes	**3.093,9**	**3.351,0**	**(257,1)**	**7,7%**
Total pasivos	**4.937,6**	**4.383,3**	**554,3**	**12,6%**
Patrimonio	3.700,8	3.151,0	549,8	17,4%
Total pasivos y patrimonio	**8.638,4**	**7.534,3**	**1.104,1**	**14,7%**

PASIVOS

Al 30 de septiembre de 2026 los pasivos totales de la Empresa registraron un aumento de US$ 554,3 millones respecto del cierre de 2025. Este aumento se explica principalmente por mayores cuentas por pagar comerciales (US$411,4 millones), asociadas al mayor valor de las compras de crudo y productos, y por el aumento de la porción corriente de los pasivos financieros. También influye en esta variación el registro de la obligación de pago por dividendos por pagar al Estado (US$93,5 millones). Algunas de las principales variaciones se detallan a continuación:

- **Pasivos financieros corrientes y no corrientes** presentaron un aumento de US$ 27,8 millones, al pasar de US$3.102,5 al 31 de diciembre de 2025 a US$3.130,2 generándose también un cambio en su composición puesto que los pasivos financieros corrientes aumentaron en US$313,1 millones, mientras que los no corrientes disminuyeron en US$285,3 millones. La variación antes mencionada se compone principalmente de US$119,9 millones en derivados financieros de cobertura, asociados a coberturas del riesgo de variación en el precio del crudo compensado parcialmente por una disminución de US$ 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 efecto de diferencia en los bonos UF por US$16,6 millones.

- **Cuentas por pagar comerciales** aumentaron en US$ 411,4 millones, al pasar de US$ 675,8 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 1.087,2 millones al 30 de septiembre de 2026, explicado por mayores saldos con proveedores extranjeros provisionados de crudo y productos por MUS$ 235, proveedores extranjeros facturados de crudo y productos por MUS$ 98, pagados con fecha 1 de octubre de 2026, en línea con el incremento en el valor de inventarios, además de un aumento por provisiones de backwardation por US$58 millones, y otros por pagar de US$ 20 millones.

- **Cuentas por pagar a empresas relacionadas** aumentaron en US$ 82,7 millones, al pasar de US$ 23,3 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 105,9 millones al 30 de septiembre de 2026, principalmente por el saldo pendiente de la distribución de dividendos por pagar al Estado por un monto de US$ 93,5 millones.

- **Pasivos por impuestos corrientes** aumentaron en US$ 33,4 millones, producto de los impuestos a pagar devengados por los resultados tributarios al 30 de septiembre de 2026.

- **Pasivos por impuestos diferidos** aumentaron en US$ 38,0 millones, ya que la posición neta de los impuestos de la filial Enap Refinerías S.A. cerró con saldo acreedor, principalmente por la posición de coberturas.

PATRIMONIO

Al 30 de septiembre de 2026 patrimonio aumentó en US$549,8 millones, principalmente por la utilidad del período de US$1.112,0 millones y por un aumento de US$31,5 millones en las reservas de cobertura. Estos efectos fueron compensados parcialmente por la distribución de dividendos por pagar al Estado por US$593,5 millones correspondientes al 70% de las utilidades financieras del año 2025 y por otros movimientos patrimoniales.

HECHO POSTERIOR A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Con fecha 19 de octubre de 2026, ENAP a través de su filial ENAP Sipetrol S.A. suscribió un contrato de compraventa de acciones ("Share Purchase Agreement" o "SPA") con Petroandina Resources Corporation N.V., para la adquisición de la totalidad de las acciones emitidas por Pluspetrol Ecuador B.V., sociedad titular de dere chos e intereses relacionados con actividades de exploración y producción de hidrocarburos en la República del Ecuador.

El precio base de compra asciende a USD $207 millones, sujeto a los mecanismos de ajuste, intereses y demás condiciones de precio acordadas y establecidas en el SPA. Asimismo, el perfeccionamiento de la transacción se encuentra sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas habituales para este tipo de operaciones, incluyendo la obtención de las autorizaciones regulatorias y gubernamentales correspondientes en la República del Ecuador.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

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

Cifras en Millones de dólares (US$) Estados de Flujos de Efectivos	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	1.237,1	851,0	386,1	45,4%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(286,7)	(397,2)	110,5	27,8%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(731,8)	(525,7)	(206,1)	39,2%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	218,6	(71,9)	290,5	>100,0%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2,1	4,7	(2,6)	55,3%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	**220,7**	**(67,2)**	**287,9**	**>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	**694,5**	**137,2**	**557,3**	**>100,0%**

El flujo de actividades de operación al 30 de septiembre de 2026 registró un saldo positivo de US$ 1.237,1 millones, en comparación con los US$ 851,0 millones registrados en mismo periodo de 2025. Este incremento del flujo de actividades de operación se explica principalmente por un mejor resultado operacional y se ve parcialmente compensado por una mayor absorción de capital de trabajo por US$346,5 millones, asociada principalmente al incremento de inventarios.

El flujo utilizado en actividades de inversión ascendió a US$ 286,7 millones al 30 de septiembre de 2026, en comparación con los US$ 397,2 millones registrados en mismo periodo de 2025. Esta disminución se explica principalmente por menores adiciones de Propiedades, planta y equipo.

El flujo de actividades de financiamiento al 30 de septiembre de 2026 reflejó una salida neta de fondos por US$ 731,8 millones, en comparación con US$ 525,7 millones en mismo periodo de 2025, En 2026 se explica por dividendos (US$500,0 millones), el pago de un bono (US$78,4 millones) e intereses; en 2025, principalmente por el pago de dos bonos locales en UF e intereses.

Finalmente, el efectivo y equivalentes al efectivo alcanzó US$694,5 millones al 30 de septiembre de 2026. Este saldo fue US$220,7 millones superior al registrado al cierre de 2025 y US$557,3 millones superior al observado al 30 de septiembre de 2025.

5.- EBITDA

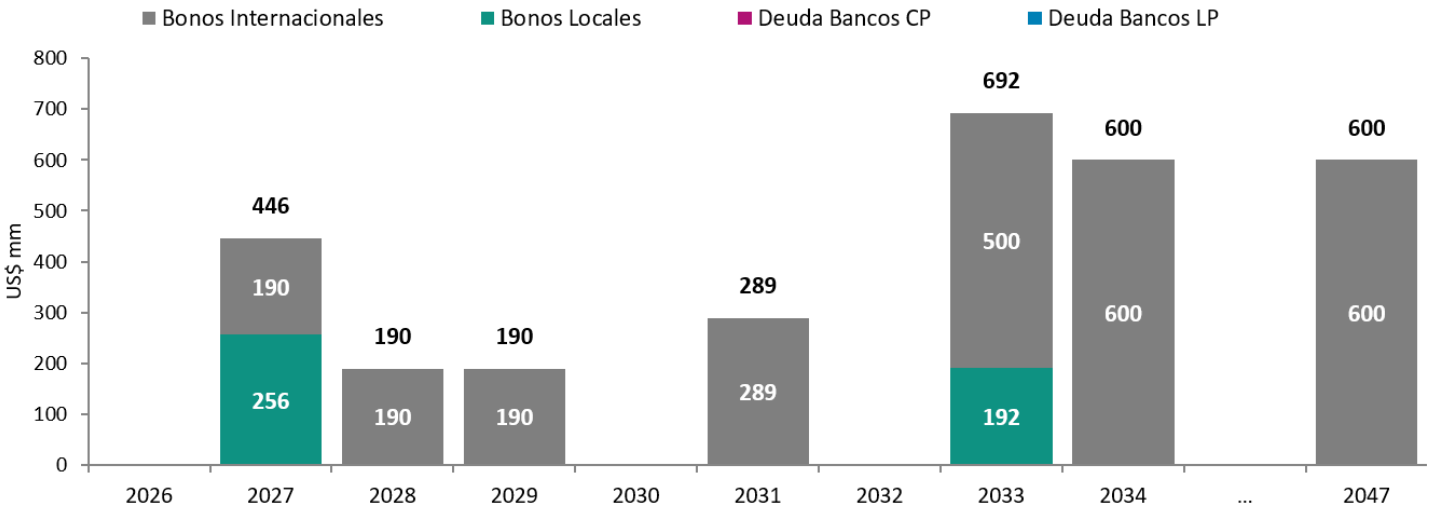
El EBITDA de US$1.875,4 millones al 30 de septiembre de 2026, se compara con los US$1.023,4 millones obtenidos en el mismo período de 2025. El detalle es el siguiente:

EBITDA	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Resultado Operacional	**1.508,2**	**720,2**	**788,0**	**109,4%**
Depreciación, amortización y cuota de agotamiento	330,4	284,4	46,0	16,2%
Otros cargos a resultados	36,8	18,8	18,0	95,7%
EBITDA	**1.875,4**	**1.023,4**	**852,0**	**83,3%**
EBITDA LTM	**2.316,9**	**1.294,1**	**1.022,8**	**79,0%**

Al 30 de septiembre de 2026 la contribución al EBITDA de R&C fue de US$1.552,1 millones y la de E&P alcanzó US$342,0 millones. Descontados los costos corporativos por US$18,7 millones, el EBITDA consolidado ascendió a US$1.875,4 millones.

6.- PERFIL AMORTIZACIÓN DE CAPITAL AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2026

El perfil de amortización no presenta vencimientos de capital durante lo que resta 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 por dichos contratos

7.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Al 30 de septiembre de 2026, los indicadores de liquidez disminuyeron como consecuencia del aumento de los pasivos corrientes, principalmente por mayores cuentas por pagar comerciales y el aumento de la porción corriente de la deuda financiera, sumado al reconocimiento de dividendos por pagar. En contraste, la razón de deuda financiera neta a EBITDA mejoró desde 1,74 veces hasta 1,02 veces, principalmente por el aumento del EBITDA de los últimos doce meses. Por otra parte, los indicadores de rotación de inventarios mostraron una leve disminución ante el aumento de inventarios y rentabilidad de activos mostraron una evolución favorable dado los mejores resultados:

LIQUIDEZ		sept-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente (1)	(veces)	1,57	1,72	(0,15)	8,7%
Razón Ácida (2)	(veces)	0,72	0,93	(0,21)	22,6%

(1) Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		sept-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Razón de endeudamiento (1)	(veces)	1,33	1,39	(0,06)	4,0%
Razón de endeudamiento financiero neto (2)	(veces)	0,66	0,80	(0,14)	17,2%
Razón de endeudamiento financiero, corriente (3)	(porcentaje)	13,82	3,85	9,97	258,9%
Razón de endeudamiento financiero, no corriente (4)	(porcentaje)	86,18	96,15	(9,97)	10,4%
Cobertura de gastos financieros (5)	(veces)	14,81	9,15	5,66	61,9%
Razón de deuda financiera neta a EBITDA (6)	(veces)	1,05	1,74	(0,69)	39,6%

(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					
Activos		**sept-26**	**dic-25**	**Var.**	**% Var. Abs.**
Activos totales [1]	(Millones US$)	8.638,4	7.534,3	1.104,1	14,7%
Activos promedio [2]	(Millones US$)	8.086,4	7.465,8	620,5	8,3%
Inventarios		**sept-26**	**dic-25**	**Var.**	**% Var. Abs.**
Rotación de inventarios [3]	(veces)	7,20	7,92	(0,72)	9,1%
Permanencia de inventarios [4]	(meses)	1,67	1,52	0,15	9,6%

[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-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio [1]	(porcentaje)	42,43	30,75	11,68	38,0%
Rentabilidad de activos [2]	(porcentaje)	17,98	11,36	6,62	58,2%

[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.

Entre enero y septiembre de 2026, el precio del petróleo crudo Brent ICE promedió 88,9 dólares por barril (US$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, situándose 19,0 US$/bbl por sobre el valor registrado en igual período de 2025 (69,9 US$/bbl). Por su parte, el crudo WTI de EE. UU. alcanzó un promedio de 83,8 US$/bbl, superior en 17,1 US$/bbl al de enero–septiembre de 2025 (66,6 US$/bbl).

Contexto mercado del petróleo:

Durante lo que va del 2026, el Brent ICE registró una elevada volatilidad. El crudo inició el año en torno a los 60 US$/bbl y posteriormente superó los 110 US$/bbl, con episodios puntuales por encima de los 118 US$/bbl, sus niveles más altos del período.

En enero predominaron los factores alcistas. Las condiciones climáticas adversas en EE. UU. afectaron la producción de energía y contribuyeron a la reducción de los inventarios, mientras que la firme demanda europea ajustó los balances de combustibles en la cuenca del Atlántico. A ello se sumaron las tensiones en torno a Venezuela, que elevaron la incertidumbre sobre la continuidad de sus exportaciones, y la mantención de los recortes de producción de la OPEP+, que reforzó la percepción de una oferta global restringida.

En febrero, el Brent promedió cerca de 70 US$/bbl. Las expectativas de una eventual flexibilización de los recortes de producción de la OPEP+ a partir de abril comenzaron a moderar las presiones alcistas. Sin embargo, hacia fines de mes, la escalada del conflicto entre EE. UU., Israel e Irán cambió abruptamente el escenario e impulsó los precios a niveles no observados desde el inicio de la guerra entre Rusia y Ucrania en 2022. La atención del mercado se concentró en los riesgos para el tránsito por el Estrecho de Ormuz, corredor estratégico por el que circulan cerca del 20% del comercio mundial de crudo, alrededor de 5 MMbbl/d de productos refinados y aproximadamente el 15% del comercio global de gas natural.

En abril, un alto el fuego de 60 días dio paso a las negociaciones entre EE. UU. e Irán. No obstante, las conversaciones no lograron avances concretos ante la negativa iraní a abandonar su programa nuclear. El Estrecho de Ormuz permaneció cerrado y EE. UU. mantuvo su bloqueo naval, lo que sostuvo una elevada prima de riesgo geopolítico en los precios del crudo.

En mayo, las negociaciones continuaron en medio de episodios recurrentes de tensión militar y declaraciones contradictorias de ambas partes, lo que dificultó alcanzar un acuerdo definitivo. A comienzos de junio, sin embargo, se fortalecieron las expectativas de una salida diplomática y los precios comenzaron a moderarse. Finalmente, el 14 de junio se anunció un acuerdo preliminar entre EE. UU. e Irán, que provocó una fuerte corrección a la baja del Brent ICE y lo situó nuevamente por debajo de los 80 US$/bbl.

La estabilidad fue transitoria. En julio expiró el acuerdo de desescalada y EE. UU. restableció el bloqueo naval y reimpuso sanciones al petróleo iraní. En respuesta, Irán volvió a restringir el tránsito por el Estrecho de Ormuz y endureció sus exigencias económicas. En paralelo, los hutíes intensificaron sus ataques en el mar Rojo, convirtiendo al Estrecho de Bab el-Mandeb en un segundo cuello de botella para el comercio energético global. Este escenario elevó nuevamente la prima de riesgo geopolítico y llevó al Brent a superar los 90 US$/bbl.

En agosto persistió la incertidumbre sobre una posible reapertura del Estrecho de Ormuz. Las negociaciones entre Irán, EE. UU. y Omán registraron avances parciales, aunque sin resultados concretos. A ello se sumaron los ataques contra embarcaciones comerciales e infraestructura energética regional. Rusia, por su parte, mantuvo las restricciones a sus exportaciones de diésel debido a los ataques ucranianos contra su sistema de refinación. En conjunto, estos factores mantuvieron al Brent en torno a los 90 US$/bbl y los márgenes de los combustibles refinados en niveles elevados.

En septiembre, el conflicto volvió a intensificarse, con ataques directos entre EE. UU. e Irán y daños a la infraestructura energética de Arabia Saudita por ataques hutíes contra refinerías y campos petroleros. A ello se sumó el cierre preventivo del oleoducto Este-Oeste, cuya capacidad se sitúa en torno a los 7 MMbbl/d. Estos acontecimientos acentuaron los riesgos para el suministro global e impulsaron al Brent por sobre los 100 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+:
A comienzos de año, la posibilidad de que el grupo incrementara su oferta generó preocupación por un eventual excedente de crudo y planteó dudas sobre su capacidad para mantener el equilibrio del mercado global.
La OPEP+ ha devuelto gradualmente casi 1,65 MMbbl/d al mercado a la fecha. Adicionalmente, el grupo tiene previsto un aumento adicional de 188 kbbl/d en octubre, como parte del retorno parcial de su producción.

Mayor producción de Venezuela y reincorporación al mercado:
Luego de los acontecimientos del 3 de enero, cuando militares de EE.UU. ingresaron a Venezuela y capturaron al presidente Nicolás Maduro, 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. En mayo, alcanzó niveles cercanos a 1,2 MMbbl diarios, estancándose en ese nivel en agosto. 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 MMbbl/d. En lo que va del 2026, la producción ha aumentado un 30% desde los 924 kbbl/d de enero, cuando EE. UU. mantenía un bloqueo a los buques petroleros sancionados que entraran y salieran de Venezuela.

Entre enero y septiembre de 2026, la intervención de EE. UU. en Venezuela reconfiguró los destinos de las exportaciones de crudo venezolano. Respecto de igual período de 2025, la participación de China cayó del 72% al 0%, mientras que la de EE. UU. aumentó del 16% al 57% y la de India pasó del 4% al 22%. El 28 de agosto, Donald Trump y Delcy Rodríguez anunciaron un acuerdo, para la explotación de una quinta parte de las reservas de crudo de Venezuela mediante una compañía en la que el gobierno de EE. UU. tiene una participación accionaria del 35%.

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 EE. UU. decidió no renovar la prórroga temporal y permitió que la exención expirara.

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 siete meses. Durante este período, las hostilidades afectaron infraestructura energética clave y provocaron el cierre del Estrecho de Ormuz.

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 disrupciones, la AIE anunció la liberación de 400 MMbbl desde las reservas estratégicas de sus países miembros, con el objetivo de mitigar las perturbaciones derivadas del conflicto. Por su parte, Japón liberó 80 MMbbl desde sus reservas estratégicas, tanto gubernamentales como privadas, a partir del 16 de marzo.

Adicionalmente, EE. UU. suspendió temporalmente la aplicación de la Ley Jones por un período inicial de 60 días, hasta mediados de agosto, permitiendo que buques extranjeros realizaran operaciones de cabotaje para el transporte de energéticos con el fin de reducir las disrupciones en el mercado. Posteriormente, en agosto de 2026, se extendió por otros 90 días.

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 kbbl/d, y Ruwais de 450 kbbl/d, entre otras.
El 14 de junio, EE. UU. e Irán alcanzaron un acuerdo de paz, conocido como el Memorando de Islamabad, que inició a una tregua de 60 días bajo la mediación de Pakistán. Entre las primeras medidas implementadas, EE.UU. comenzó el levantamiento del bloqueo naval sobre puertos iraníes, mientras que Irán reabrió el Estrecho de Ormuz al tránsito comercial. Sin embargo, la implementación del acuerdo se mantuvo frágil debido a la persistencia de tensiones geopolíticas, episodios de escalada militar, retrasos técnicos y acusaciones mutuas de incumplimiento. Finalmente, el acuerdo expiró el 16 de agosto sin que las partes alcanzaran un entendimiento definitivo.

Hacia fines de agosto y durante septiembre, aumentaron nuevamente la incertidumbre y las preocupaciones sobre la seguridad del suministro energético global, ante el estancamiento de las negociaciones y la persistencia de restricciones al tránsito por el Estrecho de Ormuz. Paralelamente, los ataques de los hutíes contra petroleros e infraestructura saudita elevaron los riesgos para las rutas de abastecimiento del mar Rojo y el estrecho de Bab el-Mandeb. A mediados de septiembre, los ataques al oleoducto Este-Oeste y las interrupciones operativas en el puerto de Yanbú comprometieron la ruta alternativa de exportación saudita, cuya capacidad de transporte equivale a cerca del 4% del suministro mundial de petróleo. Estas disrupciones agravaron las restricciones de suministro y contribuyeron a que el Brent superara los 100 US$/bbl.

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.

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.

A mediados de septiembre de 2026, la refinería de Kapótnia, en las afueras de Moscú, resultó dañada tras un ataque masivo con drones. Días después, un ataque de largo alcance alcanzó la refinería Lukoil-Permnefteorgsintez, una de las seis mayores de Rusia, mientras que otra instalación en la región de Rostov debió suspender temporalmente sus operaciones tras nuevos impactos. Estos eventos evidencian una intensificación de los ataques contra la infraestructura energética rusa y elevan el riesgo de interrupciones en la capacidad de refinación del país. De acuerdo con estimaciones ucranianas, la capacidad de refinación afectada habría alcanzado cerca del 45% a fines de septiembre.

Estas disrupciones presionaron el abastecimiento interno de combustibles en Rusia, provocando episodios de escasez y congestión en las estaciones de servicio. Durante el tercer trimestre de 2026, las exportaciones de diésel de 800 kbbl/d en 2025, se redujeron en más del 80% interanual debido a los daños causados por los ataques a refinerías y las restricciones gubernamentales.

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 el alza en el margen internacional del diésel y el mayor costo del impuesto verde (RVO) que se aplica a gasolina y diésel de EE.UU. En lo que va del 2026, los márgenes del diésel se ubicaron en promedio 37,6 US$/bbl por encima de los niveles de 2025, lo que equivale a un incremento de más de un 150%. Parte de este aumento incluye el mayor costo del RVO que subió de 5,8 a 12,3 US$/bbl, un aumento de 6,6 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 EE. UU., 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 hasta septiembre promedió 122,6 US$/bbl, un aumento de 35,6 US$/bbl respecto al mismo período del año anterior, cuando se situó en 87,0 US$/bbl. El margen de la gasolina, definido como el diferencial de precio de la gasolina respecto al Brent ICE, promedió 33,7 US$/bbl, 16,5 US$/bbl por sobre al mismo período en 2025 (17,2 US$/bbl).

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

- Durante enero, la disponibilidad de refinación se redujo debido a mantenimientos programados y a interrupciones imprevistas asociadas a una tormenta invernal que afectó al hemisferio norte.

- 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 EE. UU. aumentaron en promedio un 11%, con junio marcando máximos históricos cercanos a 1,1 MMbbl/d.
- Desde mediados de abril, los inventarios de gasolina en la Costa del Golfo descendieron a mínimos históricos y se mantuvieron bajos pese al aumento de la producción, coincidiendo con el inicio de la temporada de mayor demanda por conducción en el hemisferio norte. En este contexto, julio comenzó con existencias cercanas a 76,5 MMbbl, aproximadamente un 11% por debajo del nivel registrado al inicio de la temporada alta de 2025
- Al cerrar septiembre, los stocks de EE. UU. llegaron a su nivel más bajo en los últimos 10 años, acumulando desde marzo una caída de ~15,6 MMbbl (-13%).

Diésel

Durante el 2026, el precio promedio del diésel de bajo azufre en USGC se ubicó en 150,8 US$/bbl, registrando un alza de 57 US$/bbl respecto del mismo período de 2025. En tanto, el margen del diésel, definido como el diferencial respecto al Brent ICE, promedió 61,7 US$/bbl, superando en 37,6 US$/bbl el nivel observado durante el primer semestre de 2025, cuando alcanzó 24,0 US$/bbl (+156%).

- Durante enero y febrero, el margen del diésel se mantuvo por sobre los 25 US$/bbl, respaldado por una mayor demanda y el aumento de las exportaciones. Las bajas temperaturas asociadas a la tormenta invernal que afectó al hemisferio norte a fines de enero impulsaron la demanda de diésel para calefacción hasta los 4,4 MMbbl/d en la semana más fría, elevando su crack por sobre los 31 US$/bbl. Asimismo, ante la entrada en vigor, el 25 de enero, de las sanciones que prohíben la compra de productos elaborados a partir de crudo ruso, las exportaciones aumentaron, especialmente hacia Europa, y alcanzaron los 1,3 MMbbl/d durante las primeras semanas de enero.
- 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 superiores a los de la guerra entre Rusia y Ucrania en 2022, sobrepasando los 100 US$/bbl.
- Europa se enfrentó a una grave escasez de diésel y kerosene de aviación debido al cierre del Estrecho de Ormuz. En 2025 el Golfo Pérsico suministró el 60% de las importaciones de jet fuel de Europa y 30% de las importaciones de diésel. Estos flujos sustituyeron al suministro ruso prohibido en 2023, por lo que Europa perdió su proveedor actual y el anterior en menos de tres años.
- Durante mayo-junio y agosto-septiembre, los inventarios de diésel en EE. UU. se mantuvieron en niveles mínimos, presionados principalmente por una mayor demanda de exportación. Esta última alcanzó un máximo histórico a comienzos de agosto, en torno a 1,94 MMbbl/d, cerca del 40% de la producción promedio de EE. UU.
- El crack del diésel alcanzó un máximo histórico de 110,4 US$/bbl a mediados de septiembre, impulsado por el cierre de la refinería Jizán en Arabia Saudita, que elevó la incertidumbre sobre el suministro internacional.

Fuel Oil

El precio del fuel oil Nº6 de 3% de azufre registró un promedio de 73,4 US$/bbl, 9,0 US$/bbl por sobre el mismo periodo enero-septiembre del 2025 (64,4 US$/bbl). El diferencial respecto al Brent ICE promedió -15,7 US$/bbl, lo que representa una caída de 10,3 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 enero-septiembre se ubicaron 1,7 MMbbl por sobre el mismo período de 2025 (+15%).

Tarifas de flete USGC-Chile

Entre enero - septiembre, las tarifas han promediado 11,2 US$/bbl, ubicándose 4,1 US$/bbl (+59%) por sobre el mismo período de 2025 (7,0 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. Durante el tercer trimestre de 2026, la menor disponibilidad hídrica en la cuenca del canal de Panamá, asociada al fenómeno de El Niño, llevó a restringir su capacidad operativa. La reducción de los cupos de tránsito a comienzos de septiembre se profundizó a mediados de mes, contribuyendo a mantener elevadas las tarifas de flete hacia Chile.

Gas natural

En lo que va del 2026, el precio del gas natural en EE.UU., medido por el marcador Henry Hub, promedió 3,1 US$/MMBtu, situándose 0,4 US$/MMBtu por debajo del mismo período de 2025, cuando alcanzó 3,5 US$/MMBtu.

En enero, el Henry Hub alcanzó un máximo de 7,5 US$/MMBtu hacia fines de mes, impulsado por una mayor demanda de calefacción ante las 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 un 35% y un 51%, respectivamente, frente a los niveles previos al cierre, el marcador estadounidense retrocedió un 9%, presionado por inventarios abundantes, una menor demanda estacional y limitaciones para incrementar las exportaciones en el corto plazo.

La disrupción de Medio Oriente afectó a cerca del 20% del mercado global de GNL, 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 los precios al alza. En Ras Laffan, la reparación de los dos trenes de licuefacción dañados, equivalentes al 17% de la capacidad de exportación de GNL de Qatar, podría demorar entre tres y cinco años, prolongando la estrechez del suministro internacional. Por su parte, Irán informó en septiembre que había recuperado aproximadamente la mitad de la capacidad afectada en South Pars y que proyectaba completar los trabajos de restauración previstos antes del invierno boreal de 2026.

Las exportaciones estadounidenses de GNL representan cerca del 14% del consumo total de gas natural del país, lo que limita la transmisión de las alzas internacionales al Henry Hub.

La producción de gas natural en EE. UU. alcanzó un máximo histórico de 137 mil millones de pies cúbicos diarios (Bcf/d) en julio de 2026, impulsada principalmente por la puesta en marcha de nuevos pozos en Texas y Nuevo México.

Nota a Situación de Mercado: las fuentes de información provienen de Vortexa, Argus, Platts, EIA, WM.

10.- ANÁLISIS DE RIESGO

a.- Riesgo de mercado - precio del crudo

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

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

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

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

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

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

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han

contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

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

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

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

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

c.- Riesgo de negocio.

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

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

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

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

d. Riesgo de Operar Fuera del Marco Normativo Ambiental.

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

Además de las RCA, ENAP se encuentra sujeto al cumplimiento de las obligaciones contenidas en los Planes de Prevención y Descontaminación Atmosféricos (PPDAs), dictados en localidades donde se encuentran emplazadas

nuestras operaciones, los que, entre otros, establecieron límites de emisión y compensaciones para Material Particulado y Gases (SO2 y NOx).

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).

11.- HECHOS POSTERIORES A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

Con fecha 19 de octubre de 2026, ENAP a través de la filial ENAP Sipetrol S.A., suscribió un contrato de compraventa de acciones (“Share Purchase Agreement” o “SPA”) con Petroandina Resources Corporation N.V., para la adquisición de la totalidad de las acciones emitidas por Pluspetrol Ecuador B.V., sociedad titular de derechos e intereses relacionados con actividades de exploración y producción de hidrocarburos en la República del Ecuador.

El precio base de compra asciende a USD $207 millones, sujeto a los mecanismos de ajuste, intereses y demás condiciones de precio acordadas y establecidas en el SPA. Asimismo, el perfeccionamiento de la transacción se encuentra sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas habituales para este tipo de operaciones, incluyendo la obtención de las autorizaciones regulatorias y gubernamentales correspondientes en la República del Ecuador.

Con fecha 26 de octubre de 2026, la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA) notificó la formulación de cargos a ENAP Refinerías S.A., filial de ENAP, referido a las inconsistencias en la información reportada de obligaciones ambientales establecidas en el PPDA, así como incumplimientos en la norma de emisión de ruidos.

Este hecho es el inicio de un proceso administrativo y no constituye una sanción en sí misma ni un pronunciamiento definitivo. La empresa informó que este proceso comenzó luego de que la propia compañía detectara internamente inconsistencias en la información reportada, resolviendo informar a la SMA y al Ministerio Público, colaborar con las autoridades competentes y, en paralelo, adoptar medidas para fortalecer sus procesos de control y cumplimiento ambiental.

* * * * * *