



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2024**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2024

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 2024, y su comparación con el año 2023, 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 2023.

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) obtuvo al 30 de junio de 2024 una utilidad de US\$ 172,7 millones, cifra inferior a los US\$341,3 millones alcanzados en el mismo período del año anterior, lo que representa una reducción de US\$168,6 millones en esta línea de resultados. Este resultado se explica por la disminución del margen bruto en términos nominales desde los US\$731,7 millones presentados al cierre del primer semestre de 2023 hasta los US\$449,9 millones obtenidos durante el primer semestre de 2024. Esta caída en el resultado se explica por la reducción de los márgenes internacionales de refinación, lo cual fue compensado parcialmente con la optimización del costo de la canasta de compra de crudos.

En cuanto al resultado por Líneas de Negocio, la línea de Refinación y Comercialización (R&C) obtuvo un Resultado Antes de Impuesto (RAI) de US\$ 177,7 millones, que se compara con los US\$ 365,6 millones del año anterior. Esta reducción en los resultados se explica principalmente por una caída en el nivel de los márgenes internacionales de refinación promedio del período en torno a los 17,3 US\$/bbl para gasolinas y 23,6 US\$/bbl para diesel, cifra menor a los 25,5 US\$/bbl y 31 US\$/bbl del primer semestre del año anterior, respectivamente.

Por su parte, la línea de Exploración y Producción (E&P) obtuvo un RAI de US\$ 103,3 millones de los cuales US\$ 97,6 millones corresponden a la operación en el exterior y US\$ 5,7 millones a la operación en Magallanes, que se compara positivamente con la utilidad de US\$79,0 millones del primer semestre del año anterior. Este resultado se explica por un mayor efecto precio debido a los menores descuentos de crudo y mayor precio del Brent, junto con una mayor tarifa de Ecuador por ajustes inflacionarios. Adicionalmente, existió mayor volumen de producción principalmente en este último país, debido al mayor aporte de los pozos perforados en Inchi y MDC en el año 2024, y menor tiempo en la ejecución de las operaciones de trabajo de paro programado en AM Argentina. La operación de ENAP obtuvo utilidades antes de impuesto por US\$5,7 millones, que se compara con los US\$24,0 millones primer semestre del año anterior. Por otra parte, la línea en Magallanes tuvo una reducción en los niveles de precio de condensado y licuables, y mayores costos de operación y mantenimiento.

El EBITDA Consolidado de ENAP al 30 de junio de 2024 ascendió a US\$474,4 millones el cual se compara con US\$716,3 millones obtenidos al primer semestre del año 2023.

Hemos informado, como hecho posterior, que con fecha 24 de julio de 2024, ENAP efectuó una colocación de bonos a 10 años por US\$ 600 millones, en los mercados internacionales, con sujeción a la Regla 144A Reg. S., con pagos semestrales de intereses y amortización de capital al vencimiento. La tasa cupón fue de 5,95% y la tasa yield fue de 6,15 %. En el marco de la estrategia de reducción de la deuda bruta de la empresa, los fondos provenientes de esta colocación fueron destinados a la recompra de bonos del año 2026 y 2031, por hasta US\$800 millones en conjunto, lo cuales se financiaron con los fondos de la nueva emisión y caja existente en la empresa a dicha fecha.

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	jun-24	jun-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos de actividades ordinarias	4.937,2	5.396,3	(459,1)	8,5%
Costos de ventas	(4.487,3)	(4.664,6)	177,3	3,8%
Margen bruto	449,9	731,7	(281,8)	38,5%
Otros ingresos, por función	7,3	12,5	(5,2)	41,6%
Costos de distribución	(123,2)	(147,4)	24,2	16,4%
Gastos de administración	(44,9)	(42,4)	(2,5)	5,9%
Otros gastos, por función	(21,9)	(14,6)	(7,3)	50,0%
Ganancia de actividades operacionales	267,2	539,8	(272,6)	50,5%
Ingresos financieros	7,0	13,6	(6,6)	48,5%
Costos financieros	(111,0)	(115,3)	4,3	3,7%
Participación en asociadas	31,4	21,6	9,8	45,4%
Diferencias de cambio	9,3	(38,5)	47,8	124,2%
Ganancia antes de impuestos	203,9	421,2	(217,3)	51,6%
Gasto por impuestos a las ganancias	(31,2)	(80,0)	48,8	61,0%
Ganancia del periodo	172,7	341,3	(168,6)	49,4%

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos disminuyeron un 8,5% al 30 de junio de 2024 respecto al primer semestre de año anterior, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Ingresos de Actividades Ordinarias	jun-24	jun-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	3.523,9	3.947,0	(423,1)	10,7%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	809,7	761,0	48,7	6,4%
Ingresos por ventas E&P	403,3	388,6	14,7	3,8%
Ingresos por ventas gas natural importado	189,0	285,2	(96,2)	33,7%
Otros ingresos	11,3	14,5	(3,2)	22,1%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	4.937,2	5.396,3	(459,1)	8,5%

Los ingresos por ventas de productos propios en R&C disminuyeron en US\$423,1 millones (10,7%), respecto al primer semestre de 2023 explicado por una disminución en el volumen de ventas de producción propia de 507,8 Mm³ al pasar de los 5.861,1 Mm³ durante primer semestre del año 2023 a 5.353,3 Mm³ durante el primer semestre del año 2024 (-8,7%), ello debido a exportaciones no habituales de productos intermedios a junio de 2023. Adicionalmente los precios de venta disminuyeron desde los 108,6 US\$/bbl promedio durante el primer semestre de 2023 a 106,8 US\$/bbl durante el primer semestre del año 2024 (-2,0 %)

Los ingresos asociados a la venta de productos importados en R&C tales como, diésel y gasolinas, aumentaron en US\$48,7 millones (6,4%), respecto al primer semestre del año 2023 explicado por un mayor volumen de venta por 71,8 Mm³, desde los 992,2 Mm³ durante primer semestre del año 2023 a 1.064,0 Mm³ durante primer semestre

del año 2024 (7,2%) compensado parcialmente con un menor precio de venta promedio de la canasta de productos, desde los 121,9 US\$/bbl durante primer semestre del año 2023 a 121,1 US\$/bbl durante el primer semestre del año 2024 (-0,8 %).

Los ingresos por venta en E&P en el exterior al 30 de junio de 2024 ascendieron a US\$254,0 millones, lo que representa un aumento de US\$26,1 millones en comparación con primer semestre del año 2023 (US\$227,9 millones), explicado principalmente por un mayor efecto volumen debido al mayor aporte de la campaña de perforación 2024 en los Bloque MDC y PBH-I en Ecuador y mayor volumen de gas en Argentina. Además, al mayor efecto precio explicado por menores descuentos de crudo en Argentina y mayor precio del Brent, junto con el ajuste inflacionario de tarifas en Ecuador.

Los ingresos por venta E&P en Magallanes ascendieron a US\$149,3 millones que se comparan con los US\$160,6 millones de año anterior, debido a menores ingresos por venta de gas por condiciones climáticas y menores servicios petroleros.

Los ingresos por venta de gas natural importado disminuyeron en US\$96,2 millones explicado principalmente por los menores precios de venta por disminución del marcador Henry Hub que han seguido una tendencia a la baja, hasta un mínimo histórico de 1,6 US\$/MM Btu en febrero de 2024 y por menor volumen de venta a cliente generador por disponibilidad de Gas Natural Argentino (GNA).

Los ingresos asociados a la compensación del Estado de Chile, el cual es un subsidio pagado en pesos chilenos, que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas para el suministro de gas residencial y comercial en la Región de Magallanes, ascendieron al equivalente de US\$32,3 millones por el primer semestre de 2024, el cual se compara con el equivalente a US\$34,9 millones percibidos durante el mismo periodo del año anterior.

COSTOS DE VENTAS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costos de Ventas	jun-24	jun-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Costos por compra de crudo	(2.924,9)	(2.927,9)	3,0	0,1%
Costos operacionales no crudo	(386,0)	(464,6)	78,7	16,9%
Costo de producción E&P	(250,5)	(236,3)	(14,2)	6,0%
Costos de productos importados	(790,9)	(821,1)	30,2	3,7%
Costo por venta de gas natural	(135,0)	(214,7)	79,7	37,1%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	(4.487,3)	(4.664,6)	177,3	3,8%

Los costos por compra de crudo disminuyeron US\$3,0 millones (0,1%) lo que se explica por una disminución en el volumen costado de producción propia de 507,8 Mm³ al pasar de los 5.861,1 Mm³ durante primer semestre del año 2023 a 5.353,3 Mm³ durante el primer semestre del año 2024 (-8,7%), compensado con un incremento en los precios de la materia prima de 9,3 US\$/bbl (82 US\$/bbl en primer semestre de 2023 y 91,2 US\$/bbl en primer semestre de 2024).

Los costos operacionales no crudo disminuyeron en US\$78,7 millones (16,9%), por una disminución en los costos variables y costos logísticos.

El costo de producción de E&P aumentó en US\$14,2 millones principalmente por las operaciones en el exterior cuyo aumentó ascendió a US\$18,8 millones, explicado por Ecuador debido a la mayor cuota de agotamiento y actividad por mayor producción, y mayor participación de utilidades a trabajadores por los mejores resultados de la filial respecto al periodo anterior.

Los costos de venta de gas natural importado disminuyeron en US\$79,7 millones explicado principalmente por menores precios de los marcadores Henry Hub respecto al primer semestre de 2023.

MARGEN BRUTO

El Margen Bruto Consolidado durante el primer semestre de 2024 alcanzó los US\$449,9 millones, US\$281,8 millones (38,5%) menor al primer semestre del año 2023. Su apertura por cada línea de negocio es la siguiente:

Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C)	US\$303,1 millones
Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P)	US\$152,8 millones

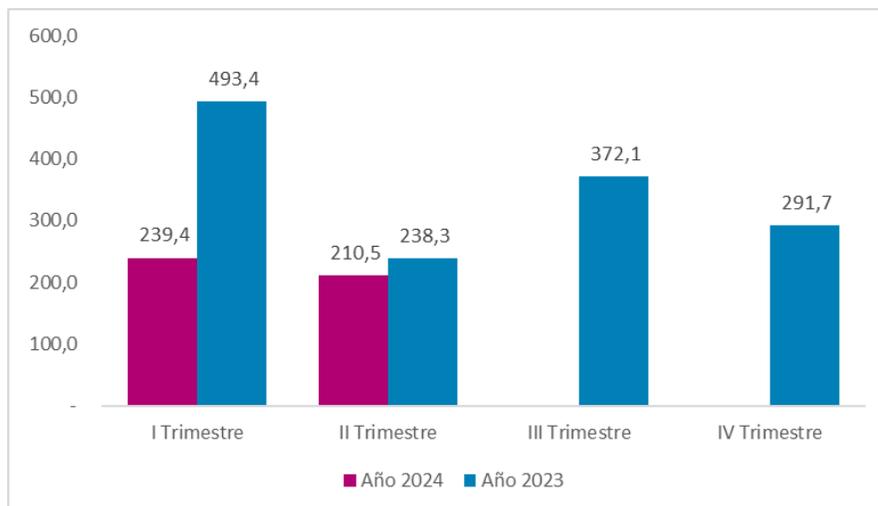
El Margen Bruto consolidado considera adicionalmente costos corporativos por US\$6,0 millones.

El Margen Bruto de R&C de US\$ 303,1 millones se compara con los US\$ 585,2 millones obtenidos en primer semestre del año 2023. Este menor resultado se origina en un contexto internacional de disminución de los márgenes internacionales de refinación.

El Margen Bruto de E&P en el exterior ascendió a US\$105,5 millones que se compara con los US\$98,2 millones obtenidos en primer semestre del año 2023. Este aumento en el margen se explica principalmente por mayor volumen producido en Ecuador y mayores precios. Lo que se contrarresta en parte, por mayores costos por mayor producción y mejores resultados en Ecuador.

El Margen Bruto de E&P en Magallanes ascendió a US\$ 47,3 millones se compara con los US\$54,1 millones obtenidos en primer semestre de 2023. Esta disminución en el margen se explica principalmente por los menores precios de crudo.

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



VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Costos de distribución presentan una disminución de US\$24,2 millones, desde US\$147,4 millones durante el primer semestre del año 2023 a US\$123,2 millones durante el primer semestre del año 2024, relacionada principalmente a un menor nivel de operaciones y costos logísticos, debido al menor movimiento marítimo y a exportaciones no habituales de productos intermedios a junio de 2023.

Los Gastos de administración presentan un aumento de US\$2,5 millones en línea con el primer semestre del año anterior, al pasar de US\$42,4 millones durante el primer semestre del año 2023 a US\$44,9 millones durante el primer semestre del año 2024.

Los Ingresos financieros presentan una disminución de US\$6,6 millones relacionada con menor disponibilidad de caja para realizar inversiones de corto plazo (depósitos a plazo) entre ambos periodos.

Los Costos financieros presentan una disminución de US\$4,3 millones como resultado de una disminución del monto de deuda financiera y capitalización de intereses, respecto al mismo período del año anterior.

El rubro Participación en asociadas aumentó en US\$9,8 millones, al pasar de US\$21,6 millones durante el primer semestre de 2023 a US\$31,4 millones durante el primer semestre de 2024. Este aumento está relacionado principalmente con mejores resultados devengados de Geotérmica del Norte S.A., GNL Chile S.A., GNL Quintero S.A. y Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.

El rubro Diferencias de cambio presenta un efecto positivo de US\$9,3 millones durante el primer semestre del año 2024, debido a la exposición de saldos de moneda local en Chile y un mayor tipo de cambio promedio en el período antes mencionado.

El rubro Gasto por impuestos a las ganancias reflejó un menor gasto de US\$48,8 millones y se explica principalmente por un menor resultado tributario de la filial Enap Refinerías S.A.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	jun-24	dic-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Activos corrientes	2.474,2	2.130,5	343,7	16,1%
Activos no corrientes	4.999,4	4.986,1	13,3	0,3%
ACTIVOS	7.473,6	7.116,6	357,0	5,0%

Al 30 de junio de 2024 el total de activos presenta un aumento neto de US\$357,0 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2023. Este aumento se genera principalmente por el efecto de las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- El rubro Efectivo y equivalentes al efectivo aumentó en US\$135,6 millones (74%) al pasar de US\$182,5 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$318,1 millones al 30 de junio de 2024. Este aumento se debe principalmente a una disminución en el capital de trabajo por US\$123 millones, como resultado de la caída del precio del crudo, entre ambos periodos.

- El rubro Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes disminuyó en US\$130,0 millones al pasar de US\$634,2 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$504,2 millones al 30 de junio de 2024, producto del menor nivel de ingreso de junio de 2024 con respecto al mes de diciembre de 2023 de un 16% y además de una disminución por el traspaso a activos para la venta de cuentas por cobrar de Enap Sipetrol Argentina S.A. por US\$ 20,9 millones.

- El rubro Cuentas por cobrar a entidades relacionadas disminuyó US\$28,5 millones (33%) al pasar de US\$87,1 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$58,6 millones al 30 de junio de 2024. Esta disminución se debe a menores saldos con GNL Chile S.A. por la posición de compra de los saldos al cierre de mes, y menores saldos con el Ministerio de Hacienda.

El rubro Inventarios refleja un aumento de US\$189,0 millones (17%) al pasar de US\$1.229,5 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$1.318,5 millones al 30 de junio de 2024, debido principalmente por un mayor nivel de inventario de productos de 213 mil mt3 valorizado en US\$ 121 millones más un efecto positivo del ajuste de coberturas a valor de mercado al 30 de junio de 2024 de US\$ 86 millones, compensado por otros efectos por US\$18 millones.

El rubro Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta refleja un saldo al 30 de junio de 2024 de US\$ 171,4 millones corresponde a los activos del negocio de ENAP Sipetrol Argentina S.A. disponibles para la venta de acuerdo con lo informado por la Empresa en Hecho Esencial enviado a la CMF con fecha 12 de abril de 2024.

- El rubro Propiedades, Planta y Equipo aumentó en US\$115,7 millones (1,5%) antes de reconocer el traspaso a activos para la venta de Propiedades, Planta y Equipo de Enap Sipetrol Argentina S.A. por US\$ 115,6 millones. Dado lo anterior, el saldo del rubro Propiedades, Planta y Equipo se mantuvo en US\$3.315,4 millones al 31 de diciembre de 2023 y 2024, producto del efecto neto adiciones por US\$ 297,6 millones, que se descompone por líneas de negocio E&P US\$ 156,8 millones y R&C por US\$ 140,8 millones, compensado por depreciaciones y otros abonos por US\$182,0 millones y la reclasificación a activos para la venta de la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.

- La cuenta Activos por impuestos diferidos aumentó US\$30,2 millones (2,5%) al pasar de US\$1.215,0 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$1.245,2 millones al 30 de junio de 2024 principalmente por incremento en las pérdidas tributarias de ENAP.

PASIVOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	jun-24	dic-23	Var	Var.% abs.
Pasivos financieros corrientes	66,4	40,9	25,5	62,3%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	910,4	727,5	182,9	25,1%
Otros pasivos corrientes	308,8	314,6	(5,8)	1,8%
Total pasivos corrientes	1.285,6	1.083,0	202,6	18,7%
Pasivos financieros, no corrientes	3.783,7	3.809,0	(25,3)	0,7%
Otros pasivos, no corrientes	419,2	429,9	(10,7)	2,5%
Total pasivos, no corrientes	4.202,9	4.238,9	(36,0)	0,8%
Total pasivos	5.488,4	5.321,9	166,5	3,1%
Patrimonio	1.985,2	1.794,7	190,5	10,6%
Total pasivos y patrimonio	7.473,6	7.116,6	357,0	5,0%

Al 30 de junio de 2024 los pasivos totales de la Empresa registran un aumento de US\$166,5 millones respecto al cierre de 2023. Este aumento se desglosa principalmente de la siguiente manera:

-El rubro pasivo financieros corrientes y no corrientes aumentó no tuvo variación, por las posiciones compensados de cobertura de crudo (Time Spread Swap) y efectos de moneda en las obligaciones de largo plazo, las cuales no han tenido variación durante el primer semestre de 2024.

-El rubro cuentas por pagar comerciales aumentó en US\$182,9 millones, al pasar de US\$727,5 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$ 910,4 millones al 30 de junio de 2024, y corresponde principalmente a mayores cuentas por pagar por proveedores de crudo y productos por US\$86 millones, aumento de proveedores nacionales por US\$ 31 millones, anticipo de clientes por US\$17 millones y traspaso de pasivos de Enap Sipetrol Argentina S.A. al rubro Pasivos por US\$19 millones.

-El rubro pasivo por impuestos corrientes disminuyó en US\$92,5 millones, al pasar de US\$174,9 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$ 82,4 millones al 30 de junio de 2024, principalmente por una menor obligación relacionada con Impuestos específicos a los combustibles la cual disminuyó en US\$70,6 millones.

PATRIMONIO

-Al 30 de junio de 2024 el Patrimonio aumentó en US\$190,5 millones (10,6%) respecto al cierre de 2023, debido al resultado del periodo de US\$ 172,7 millones, y efectos positivos de reservas de cobertura por US\$ 17,8 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de junio de 2024 y 2023, son los siguientes:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estados de Flujos de Efectivos	jun-24	jun-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	546,3	726,2	(179,9)	24,8%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(291,7)	(553,9)	262,2	47,3%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(113,4)	(318,4)	205,0	64,4%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	141,1	(146,1)	287,2	196,6%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(5,5)	(5,2)	(0,3)	5,8%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	135,6	(151,3)	286,9	189,6%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	182,5	449,4	(266,9)	59,4%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	318,1	298,1	20,0	6,7%

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$318,1 millones al 30 de junio de 2024 que se compara con US\$298,1 millones al 30 de junio de 2023.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 546,3 millones al 30 de junio de 2024, que se compara con los US\$ 726,2 millones al 30 de junio de 2023.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 291,7 millones, que se compara con US\$ 553,9 millones al 30 de junio de 2023. a disminución se explica por la inversión en depósitos a plazo con vencimiento a más de 90 días al 30 de junio de 2023 por US\$280 millones, los que no forman parte del efectivo equivalente.

El flujo de actividades de financiación al 30 de junio de 2024 fue una utilización neta de recursos por US\$ 113,4 millones que se compara con US\$ 318,4 millones al 30 de junio de 2023.

5.- EBITDA

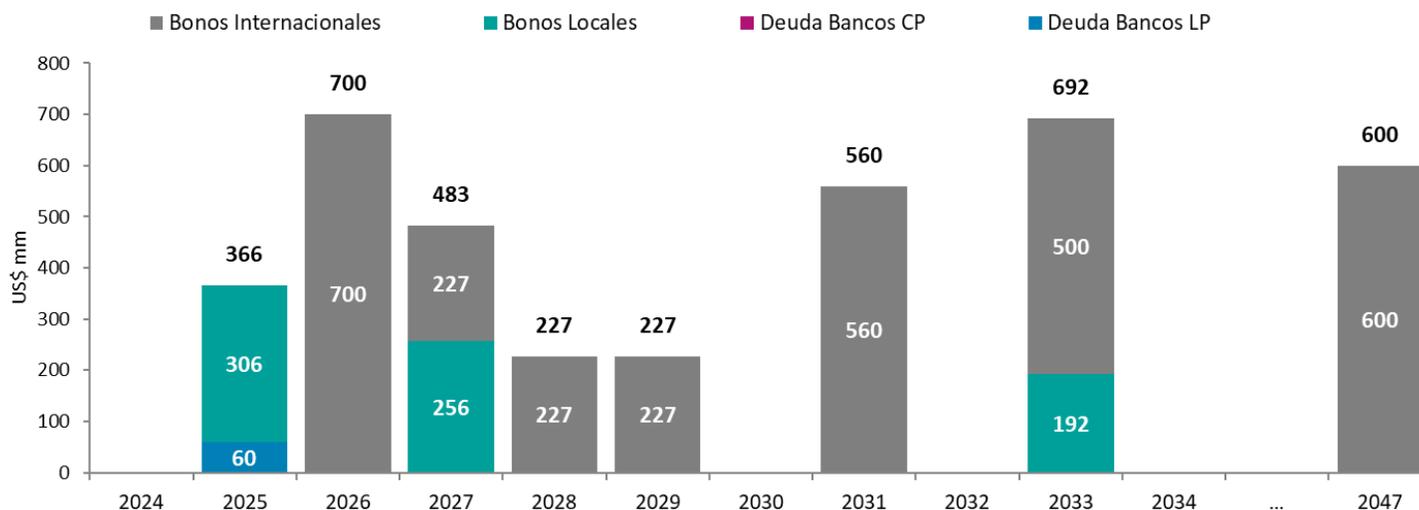
El EBITDA de US\$474,4 millones al 30 de junio de 2024, se compara con los US\$716,3 millones obtenidos en el mismo periodo del año 2023, el detalle es el siguiente:

EBITDA	jun-24	jun-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Resultado Operacional	267,2	539,8	(272,6)	50,5%
Depreciación, amortización y cuota de agotamiento	190,2	170,1	20,1	11,8%
Otros cargos / abonos a resultados	17,0	6,4	10,6	165,6%
EBITDA	474,4	716,3	(241,9)	33,8%
EBITDA LTM	1.171,6	1.283,7	(112,1)	8,7%

Al 30 de junio de 2024 la contribución al EBITDA por parte de R&C es de US\$267,6 millones, en tanto que E&P, considerando tanto Magallanes, así como también las operaciones internacionales, alcanzó los US\$225,5 millones. Además de costos corporativos ascendentes a US\$ -18,7.

6.- PERFIL AMORTIZACIÓN DE CAPITAL ENAP AL 30 DE JUNIO DE 2024

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



7.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

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

LIQUIDEZ		jun-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,92	1,97	(0,05)	2,5%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,90	0,92	(0,02)	2,2%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		jun-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	2,76	2,97	(0,21)	6,9%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	1,76	2,00	(0,24)	11,9%
Razón de endeudamiento financiero, corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	1,72	1,06	0,66	62,7%
Razón de endeudamiento financiero, no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	98,28	98,94	(0,66)	0,7%
Cobertura de gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	5,61	8,21	(2,60)	31,7%
Razón de deuda financiera neta a Ebitda ⁽⁶⁾	(veces)	3,01	2,16	0,85	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) / EBITDA LTM

ACTIVIDAD					
Activos		jun-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	7.473,6	7.116,6	357,0	5,0%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	7.295,1	7.320,1	(25,0)	(0,3%)
Inventarios					
		jun-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	6,69	7,11	(0,42)	5,9%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,79	1,69	0,10	6,1%

(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-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	21,02	33,10	(12,08)	36,5%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	5,44	8,20	(2,76)	33,6%

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

9.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Desde enero a junio de 2024, el precio del petróleo crudo Brent ICE promedió 83,4 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres; 3,5 US\$/bbl por sobre igual periodo del 2023 (79,9 US\$/bbl).

Contexto mercado del petróleo y macroeconomía:

En 2024, los precios del petróleo se han mantenido en el rango 80-85 US\$/bbl, apoyados por los recortes de producción de la OPEP+, así como conflictos geopolíticos que han amenazado el suministro global. Por otra parte, un mayor suministro de petróleo de países no-OPEP, sumado al debilitamiento de la demanda en un contexto macroeconómico desafiante, ha limitado el alza de precios.

En la primera mitad del 2024, los siguientes factores han sido determinantes en los precios futuros del Brent Ice:

- Recortes de producción de la OPEP y sus aliados (OPEP+).
 - ✓ En su última reunión, la OPEP+ acordó extender los recortes de producción hasta septiembre del 2024. Adicionalmente, anunció una hoja de ruta para reintegrar los recortes entre octubre 2024 y septiembre 2025.
- Menor consumo de combustibles de China, que ha sido el principal impulsor del crecimiento de petróleo en los últimos años.
 - ✓ En el periodo enero-junio, la demanda de combustibles de China promedió 15,8 mn b/d; un 2% inferior a igual periodo de 2023.
- Aumento de los inventarios globales de petróleo, los cuales se ubican por sobre los niveles del 2023.
 - ✓ Al cierre del primer semestre, los inventarios de crudo en EE. UU. acumulan un aumento de \approx 17 mn bbl.
- Débiles datos económicos, que dan señales de que la demanda global seguirá deprimida.
- Mayor oferta de petróleo de países no OPEP+ (EE. UU., Canadá, Guyana, Brasil).

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

Los márgenes de refinación de gasolina y diésel han disminuido a medida que un exceso de oferta, principalmente en Asia y Europa, han generado una acumulación de inventarios. La excepción ha sido el crack del Fuel oil 3%, que ha seguido una trayectoria alcista.

En la Costa del Golfo de Estados Unidos, mercado de referencia para el cálculo de precios de paridad en Chile, los márgenes de refinación han retrocedido por debajo de los 15 US\$/bbl, presionados por una mayor producción y una débil demanda.

Gasolinas

Los márgenes de refinación de gasolina se debilitaron hasta mínimos de 10,8 US\$/bbl en junio, presionados por un débil repunte estacional de la demanda y una acumulación de inventarios en USGC.

- ✓ Los stocks de gasolina en USGC registraron un incremento de unos 3 mn bbl entre mayo y junio.
- ✓ En Asia, el mercado de gasolina se encuentra sobre abastecido por una afluencia de suministros de China.
- ✓ Por otra parte, en junio, Nigeria inició su nueva refinería Dangote, lo que significará en mayores volúmenes de gasolina en el mercado.

Así, el precio de la gasolina Unleaded 87 waterborne en USGC promedió 100,7 US\$/bbl, una disminución de 4,7 US\$/bbl respecto mismo periodo el año anterior, cuando se situó en 105,4 US\$/bbl. El diferencial de precio de la gasolina respecto al Brent Ice promedió 17,3 US\$/bbl; 8,2 US\$/bbl inferior al mismo período en 2023 (25,5 US\$/bbl).

Los principales impulsores del crack de gasolina vienen de los altos costos de las mezclas de alto octanaje.

- ✓ El valor del octano cotiza en máximos históricos para esta época del año, en 2,5 US\$/bbl, respaldado por una oferta limitada de componentes de alto octanaje, en un período en que aumentan sus requerimientos.

Diésel

Cracks del diésel han retrocedido a mínimos desde noviembre del 2021, hasta los 15,7 US\$/bbl, en medio de un exceso de oferta y un debilitamiento de la demanda.

- ✓ Al cierre de junio, las existencias de diésel en EE. UU. se encontraban unos 6 mn bbl por sobre el año anterior.
- ✓ En Europa (ARA), los inventarios de diésel/gasoil se ubican unos 9 mn bbl por sobre los niveles del año pasado, a medida que aumentan las importaciones desde Medio Oriente, que se suman a las llegadas de Estados Unidos y la India.
- ✓ China ha aumentado las exportaciones y ha reducido la producción de diésel, presionado por la menor actividad del sector de la construcción.

En este contexto, el precio del diésel de bajo azufre en USGC promedió 107,0 US\$/bbl, una caída de 3,9 US\$/bbl respecto al mismo periodo de 2023. El diferencial de precio del diésel respecto al Brent Ice promedió 23,6 US\$/bbl; 7,4 US\$/bbl inferior al primer semestre del 2023 (31,0 US\$/bbl).

Fuel Oil

La excepción ha sido el crack del Fuel oil 3%, que ha seguido una trayectoria alcista en los últimos meses, apoyado por un mayor consumo estacional en Medio Oriente y una mayor demanda de China.

El precio del fuel oil N°6 de 3% de azufre registró un promedio de 70,2 US\$/bbbl, 9,6 US\$/bbl superior al periodo enero-junio del 2023. El diferencial de refinación respecto al Brent Ice promedió -13,3 US\$/bbl, lo que representa un aumento anual de 6,0 US\$/bbl.

Durante el 2024, los márgenes de refinación del fuel oil han sido respaldados por las tensiones en el Mar Rojo, que han llevado al desvío de naves por el Cabo de Buena Esperanza, resultando en viajes de mayor duración, de mayor tránsito, y por lo tanto, un incremento en los requerimientos de fuel oil.

Tarifas de transporte marítimo USGC-Chile

La tarifa de transporte marítimo USGC-Chile de refinados promedió 9,5 US\$/bbl en el primer semestre del 2024, un incremento anual de unos 2,0 US\$/bbl, impulsada por la sequía prolongada que enfrentó el Canal de Panamá en los primeros meses del año, sumado a una menor disponibilidad de naves para hacer viajes a países del océano pacífico, a medida que aumentan los envíos de diésel a Europa.

Gas natural

El precio del Gas Natural, según el marcador Henry Hub de EE.UU., promedió 2,21 US\$/MMBTU en el primer semestre del 2024, 0,3 US\$/MMBTU inferior al año 2023.

Una producción récord de gas natural al cierre del 2023 en el mercado internacional, sumado a un consumo estacional relativamente bajo, resultaron en mayores inventarios de gas en los primeros meses del 2024. En este contexto, los precios del marcador Henry Hub han seguido una tendencia a la baja, hasta un mínimo histórico de 1,6 US\$ /MM Btu en febrero.

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. El abastecimiento de petróleo crudo de ENAP Refinerías S.A. se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y el Mar del Norte, siendo los principales proveedores Brasil, Colombia, Ecuador, Argentina y el Reino Unido. 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. El margen de refinación se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo y de los productos refinados. Considerando un nivel de refinación de 65 millones de barriles de crudo durante el año, una variación de US\$1 / bbl en el crack se tendría, *ceteris paribus*, un impacto en resultados de US\$65 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.

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente en el margen de refinación y en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos, 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. Para cubrir este último riesgo, 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 permitieran 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.

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

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

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

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

c.- Riesgo de negocio.

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

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

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

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

d. Riesgo de Operar Fuera del Marco Normativo Ambiental.

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

Además de las RCA, ENAP se encuentra sujeto al cumplimiento de las obligaciones contenidas en los Planes de Prevención y Descontaminación Atmosféricos (PPDAs), dictados en localidades donde se encuentran emplazadas nuestras operaciones, los que, entre otros, establecieron límites de emisión y compensaciones para Material Particulado y Gases (SO₂ y NO_x).

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

Refinería Aconcagua: Proyectos e iniciativas ambientales, aprobados por el directorio de ENAP, con el objeto de reducir emisiones de ruidos, monitorear emisiones atmosféricas y la ejecución del Plan de Cumplimiento presentado a la Superintendencia del Medio Ambiente, asociado al proceso de sanción del año 2017. Adicionalmente ejecución de proyectos asociados al cumplimiento del PPDA de Concón, Quintero y Puchuncaví, tal como lo fue la puesta en operación del Wet Gas Scrubber, entre otros.

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).