



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2023**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2023

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 2023 y su comparación con el año 2022, 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 2022.

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

1.- RESUMEN EJECUTIVO

La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) obtuvo al 30 de junio de 2023 una utilidad de US\$ 341,3 millones, cifra inferior en US\$ 27,5 millones comparado con el mismo periodo del año anterior. Este menor resultado se explica principalmente por la generación de un margen bruto US\$ 731,7 millones que se compara con los US\$ 766,6 millones obtenidos en el mismo periodo del año anterior.

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\$ 365,6 millones que se compara con US\$ 420,1 millones del mismo periodo del año anterior. Este menor resultado se explica principalmente por menores márgenes internacionales de refinación compensados parcialmente por un aumento de un 20,6% en las ventas de producción propia.

Por otra parte, las operaciones en el exterior que forman parte de la Línea de Negocio Exploración y Producción (E&P) obtuvieron utilidades antes de impuesto por US\$ 79,0 millones, que se compara los US\$ 98,6 millones al mismo periodo de 2022. Este menor resultado se explica principalmente por menores niveles de producción de crudo en Argentina, junto con la disminución de 23,4% en el precio del Brent.

En tanto, la Línea de Negocio de Exploración y Producción de ENAP Magallanes, obtuvo utilidades antes de impuesto por US\$ 24,1 millones, que se compara los US\$ 60,7 millones al mismo periodo de 2022. Este resultado se explica por menores niveles de precio de condensado y licuables y mayores costos de operación y mantenimiento.

Producto de lo anterior, el EBITDA del primer semestre del año 2023 ascendió a US\$ 716,3 millones el cual se compara con US\$ 811,2 millones obtenidos durante el mismo periodo del año 2022, representando una disminución de 11,7%.

En tanto, el EBITDA de los últimos doce meses (LTM) al cierre de junio 2023 alcanzó los US\$1.283,6 millones, comparable con los US\$1.235,1 millones obtenidos al cierre del mismo periodo en 2022, representando un aumento de US\$ 48,5 millones.

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)		jun-23	jun-22	Var. US\$	% Var. Abs.
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS					
Ingresos de actividades ordinarias		5.396,3	6.326,8	(930,5)	14,7%
Costos de ventas		(4.664,6)	(5.560,2)	895,6	16,1%
Margen bruto		731,7	766,6	(34,9)	4,6%
Otros ingresos, por función		12,5	21,9	(9,4)	42,9%
Costos de distribución		(147,4)	(97,1)	(50,3)	51,8%
Gastos de administración		(42,4)	(34,9)	(7,5)	21,5%
Otros gastos, por función		(14,5)	(12,8)	(1,7)	13,3%
Ganancia de actividades operacionales		539,8	643,7	(103,9)	16,1%
Ingresos financieros		13,6	10,6	3,0	28,3%
Costos financieros		(115,3)	(112,2)	(3,1)	2,8%
Participación en asociadas		21,6	15,5	6,1	39,4%
Diferencias de cambio		(38,4)	(22,8)	(15,6)	68,4%
Ganancia antes de impuestos		421,3	534,8	(113,5)	21,2%
Gasto por impuestos a las ganancias		(80,0)	(166,0)	86,0	51,8%
Ganancia del período		341,3	368,8	(27,5)	7,5%

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos disminuyeron un 14,7% en primer semestre de 2023 respecto a igual periodo de 2022, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)		jun-23	jun-22	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos de Actividades Ordinarias					
Ingresos por ventas productos propios (R&C)		3.947,0	3.898,3	48,7	1,2%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)		761,0	1.697,4	(936,4)	55,2%
Ingresos por ventas E&P		388,6	410,2	(21,6)	5,3%
Ingresos por ventas gas natural importado		285,2	299,3	(14,1)	4,7%
Otros ingresos		14,5	21,6	(7,1)	32,9%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS		5.396,3	6.326,8	(930,5)	14,7%

Los ingresos por ventas de productos propios en R&C aumentaron en US\$ 48,7 millones (1,2%), respecto a igual periodo del año 2022 explicado por un aumento en el volumen de ventas de producción propia de 945,8 Mm³ al pasar de los 4.592,1 Mm³ durante el primer semestre del año 2022 a 5.537,9 Mm³ durante el primer semestre de 2023 (20,6 %). Este aumento fue compensado por una disminución en el precio de venta desde los 134,4 US\$/bbl durante el primer semestre del año 2022 a 112,2 US\$/bbl durante el primer semestre de 2023 (16,5 %).

Los ingresos asociados a la venta de productos importados en R&C tales como, diésel y gasolinas, disminuyeron en US\$ 936,4 millones (55,2%), respecto al primer semestre de 2022 explicado por un menor volumen de venta por 797,8 Mm³, desde los 1.790,0 Mm³ durante el primer semestre del año 2022 a 992,2 Mm³ del primer semestre de 2023 (44,6%).

Otro factor que incide en la reducción de ingresos provenientes del precio de venta promedio de los productos desde los 150,8 US\$/bbl durante el primer semestre del año 2022 a 121,9 US\$/bbl durante el primer semestre del año 2023, representando una disminución de 28,8 US\$/bbl (19,1%).

Los ingresos por venta en E&P en el exterior al cierre del primer semestre del año 2023 ascendieron a US\$ 227,9 millones, lo que representa una disminución de US\$ 9,5 millones en comparación con igual periodo del año anterior (US\$ 237,4 millones), explicado principalmente por la caída en el precio del Brent (2023: 80,1 US\$/bbl vs 2022: 104,6 US\$/bbl), que se ve compensado en parte por el mayor precio del gas en Argentina gracias a la gestión comercial de la campaña 2021-2022 (2023: 4,82 US\$/MMbtu vs 3,05 US\$/MMbtu en 2022). Con respecto al volumen, éste presenta una disminución dada principalmente por una producción muy superior a lo esperado en Egipto en el año 2022 y a la declinación natural en Argentina, que se contrarrestan con manifestaciones sociales del año 2022 en Ecuador que compensan el efecto SOTE en 2023. Los ingresos por venta E&P Magallanes ascendieron a US\$ 160,6 millones que se comparan con los US\$ 172,8 millones de igual periodo año anterior.

Los ingresos por venta de gas natural importado disminuyeron en US\$14,1 millones explicado principalmente por los menores precios de venta por disminución del marcador Brent respecto al primer semestre del año anterior.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado de Chile 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 a US\$ 34,9 millones por el periodo 2023, el cual se compara con US\$ 35,1 millones durante el mismo periodo del año anterior.

COSTOS DE VENTAS

Los costos de ventas durante primer semestre de 2023 presentan una disminución de US\$ 895,6 millones respecto al mismo periodo del año 2022, lo que representa una variación de 16,1%, explicados principalmente por la disminución en el costo de la materia prima y por la disminución en el volumen de productos importados, de acuerdo con el siguiente detalle:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costos de Ventas	jun-23	jun-22	Var. US\$	% Var. Abs.
Costos por compra de crudo	(2.878,9)	(3.172,5)	293,5	9,3%
Costos operacionales no crudo	(513,6)	(405,6)	(108,0)	26,6%
Costo de producción E&P	(236,3)	(211,6)	(24,7)	11,7%
Costos de productos importados	(821,1)	(1.502,7)	681,6	45,4%
Costo por venta de gas natural	(214,7)	(267,8)	53,1	19,8%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	(4.664,6)	(5.560,2)	895,6	16,1%

Los costos por compra de crudo disminuyeron US\$ 293,5 millones (9,3%) lo que se explica por una disminución en los precios de la materia prima, los cuales durante el primer semestre de 2023 fueron en promedio 82,0 US\$/bbl, comparados con 106,1 US\$/bbl en el mismo periodo de año 2022 (22,8%), esta disminución en los precios fue compensada parcialmente por un aumento en el volumen vendido de producción propia de 945,8 Mm³ (20,6%).

Los costos operacionales no crudo aumentaron en US\$ 108,0 millones (26,6%), por un aumento en los costos variables y costos logísticos asociado al mayor volumen procesado.

El costo de producción de E&P aumentó en US\$ 24,7 (11,7%) millones, se descompone en E&P filiales del exterior aumento de US\$ 4,2 millones, explicado principalmente por efecto tipo de cambio en Argentina, mayores costos de mantenimientos en Ecuador y workover en Egipto. Por otra parte, E&P Magallanes aumentó en US\$ 20,5 millones, principalmente asociado a costos de operación y mantenimiento e iniciativa de aseguramiento instalaciones críticas.

Los costos de venta de gas natural importado disminuyeron en US\$ 53,1 millones explicado principalmente por menores precios de los marcadores Brent y Henry Hub respecto al mismo periodo del año 2022.

MARGEN BRUTO

El Margen Bruto Consolidado durante el primer semestre de 2023 alcanzó los US\$ 731,7 millones, US\$ 34,9 millones (4,6%) menor al mismo periodo del año 2022. Su apertura por cada línea de negocio es la siguiente:

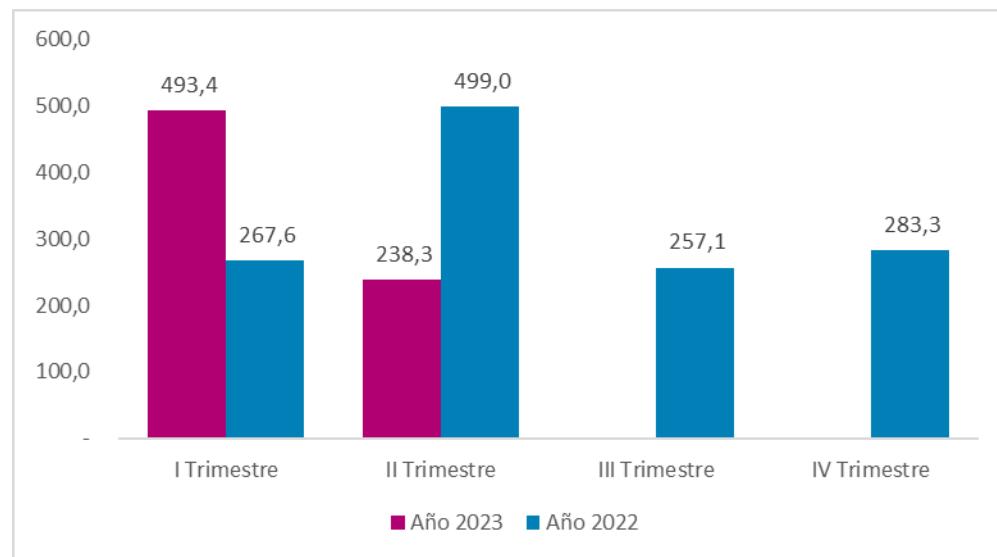
Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C)	US\$ 585,2 millones
Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P)	US\$ 152,3 millones

El Margen Bruto consolidado considera adicionalmente costos corporativos por US\$ 5,8 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de R&C de US\$ 585,2 millones se compara con los US\$ 572,9 millones obtenidos en primer semestre del año 2022, se explica principalmente por un aumento de 20,6% en el volumen de producción propia compensado parcialmente por menores márgenes internacionales de refinación.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de E&P de US\$ 152,3 millones se compara con los US\$ 198,6 millones obtenidos en primer semestre del año 2022, 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 un aumento de US\$ 50,3 millones, desde US\$ 97,1 millones durante el primer semestre de 2022 a US\$ 147,4 millones en primer semestre de 2023, este aumento está relacionado principalmente a un mayor nivel de operaciones y costos logísticos, debido a mayor movimiento marítimo, junto con mayores costos asociados a exportaciones no habituales y aumento en tarifas de costo bunkers.

Los Gastos de administración presentan un aumento de US\$ 7,5 millones, al pasar de US\$ 34,9 millones en el primer semestre de año 2022 a US\$ 42,4 millones en el primer semestre del año 2023. Este incremento se explica por el ajuste de IPC (+12,8%), y efecto tipo de cambio (-58 CLP/US\$ vs Jun-22).

Los Costos financieros presentan un aumento de US\$ 3,1 millones, al pasar de US\$ 112,2 millones en el primer semestre de año 2022 a US\$ 115,3 millones en el primer semestre del año 2023. Este incremento está relacionado con mayores pasivos no financieros registrados a valor presente y con mayores tasas de interés respecto al periodo del año anterior compensado con menores costos financieros asociados al menor endeudamiento financiero.

El rubro Participación en asociadas aumento en US\$ 6,1 millones, al pasar de US\$ 15,5 millones en el primer semestre del año 2022 a US\$ 21,6 millones en el primer semestre del año 2023, este incremento está relacionado con resultado devengado positivo de GNL Quintero S.A. y GNL Chile S.A.

El rubro Diferencias de cambio presenta un efecto negativo de US\$ 38,4 millones en el primer semestre de 2023, producto de la exposición de saldos de moneda local en Chile.

El rubro Gastos por impuestos a las ganancias reflejó un menor gasto de US\$ 86,0 millones, al pasar de US\$ 166,0 millones en el primer semestre del año 2022 a US\$ 80,0 millones en el primer semestre del año 2023. Este menor gasto de impuesto a la renta se explica por los menores resultados de ENAP Individual antes de impuesto durante los periodos comparados y la disminución de las pérdidas tributarias en su filial Enap Refinerías S.A.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)	jun-23	dic-22	Var. US\$	% Var. Abs.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS				
Activos corrientes	2.791,9	2.638,5	153,4	5,8%
Activos no corrientes	5.044,1	4.885,1	159,0	3,3%
ACTIVOS	7.836,0	7.523,5	312,5	4,2%

Al 30 de junio de 2023 el total de activos presenta un aumento neto de US\$ 312,5 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2022. Este aumento se genera por el efecto de las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- El rubro Efectivo y equivalentes al efectivo disminuyó en US\$ 151,3 millones (34%) al pasar de US\$ 449,4 millones al 31 de diciembre de 2022 a US\$ 298,1 millones al 30 de junio de 2023, para ambos períodos el saldo incluye operaciones de inversión de corto plazo menores a 90 días, y está destinado principalmente a cumplir con obligaciones operacionales de corto plazo.

- El rubro Otros activos financieros, corrientes aumentó en US\$ 285,0 millones al pasar de US\$ 0,9 millones al 31 de diciembre de 2022 a US\$ 285,9 millones al 30 de junio de 2023, el aumento corresponde a excedentes operacionales que se han invertido en depósitos a plazo superiores a 90 días, cuya finalidad es calzar el pago de capital e intereses de financiamiento bancario con vencimiento en el segundo semestre de 2023.
- El rubro Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes aumentó en US\$ 31,7 millones al pasar de US\$ 621,5 millones al 31 de diciembre de 2022 a US\$ 653,2 millones al 30 de junio de 2023, este aumento es producto ventas de exportación no habituales en el mes de junio 2023 por US\$ 38 millones.
- El rubro Cuentas por cobrar a entidades relacionadas disminuyó US\$ 97,6 millones (66%) al pasar de US\$ 147,0 millones al 31 de diciembre de 2022 a US\$ 49,3 millones al 30 de junio de 2023. Esta disminución se debe principalmente al reconocimiento al cierre de 2022 de la cuenta por cobrar al Estado de Chile por el diferencial de impuesto específico negativo ascendente a US\$ 115,3 millones.
- El rubro Inventarios refleja un aumento de US\$ 96,0 millones (7%) con respecto al 31 de diciembre de 2022 debido mayores importaciones en tránsito de crudos y productos y mayor nivel de volumen respecto a diciembre de 2022.
- El rubro Propiedades, Planta y Equipo refleja un aumento de US\$ 124,3 millones (3,9%) producto de adiciones por US\$ 281,1 millones, en línea de negocio E&P por US\$ 132 millones y en línea de negocio R&C por US\$ 149,1 millones compensado parcialmente por depreciaciones y otros abonos por US\$ 156,8 millones.
- La cuenta Activos por impuestos diferidos disminuyó US\$ 54,3 millones (4%) al pasar de US\$ 1.258,6 millones al 31 de diciembre de 2022 a US\$ 1.204,3 millones al 30 de junio de 2023 por absorción de pérdidas tributarias tanto en ENAP como ERSA.

PASIVOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	jun-23	dic-22	Var	Var.% abs.
Pasivos financieros corrientes	423,4	546,3	(122,9)	22,5%
Otros pasivos corrientes	1.121,5	1.010,8	110,7	11,0%
Total pasivos corrientes	1.544,9	1.557,1	(12,2)	0,8%
Pasivos financieros, no corrientes	3.872,4	3.905,8	(33,4)	0,9%
Otros pasivos, no corrientes	446,3	436,4	9,9	2,3%
Total pasivos, no corrientes	4.318,7	4.342,2	(23,5)	0,5%
Total pasivos	5.863,6	5.899,3	(35,7)	0,6%
Patrimonio	1.972,3	1.624,2	348,1	21,4%
Total pasivos y patrimonio	7.836,0	7.523,5	312,5	4,2%

Al 30 de junio de 2023 los pasivos totales de la Empresa neto del saldo del rubro Activos financieros corrientes y Efectivo y efectivo equivalente registran una disminución de US\$ 290,0 millones respecto al cierre de 2022. Esta disminución se desglosa principalmente de la siguiente manera:

El rubro pasivo financieros corrientes y no corrientes disminuyó en US\$ 156,3 millones principalmente por el pago de deuda de corto plazo y pago neto de bono internacional por US\$ 100 millones, dada la operación de

refinanciamiento ejecutada por la Empresa con fecha 26 de abril de 2023, cuando ENAP efectuó una colocación de bonos en los mercados internacionales, por un monto de MUS\$500.000 con sujeción a la Regla 144 A y a la Regulación S de la Securities and Exchange Comission, bajo la Securities Act of 1933 de los Estados Unidos de América. El plazo de vencimiento es de 10 años con pagos semestrales de intereses y amortización de capital en una sola cuota al vencimiento. La tasa de carátula de los bonos fue de 6,15% (cupón) y la tasa de emisión fue de 6,191% (yield). Este financiamiento fue destinado a la recompra de bonos con vencimiento en año 2024 por MUS\$600.000.

El rubro cuentas por pagar comerciales aumentó en US\$ 109,7 millones, al pasar de US\$ 738,2 millones al 31 de diciembre de 2022 a US\$ 847,9 millones al 30 de junio de 2023, y corresponde principalmente a un aumento de productos y crudos por pagar, en línea con el aumento en el nivel de inventarios.

PATRIMONIO

- Al 30 de junio de 2023 el Patrimonio aumentó en US\$ 348,1 millones (21,4%) respecto al cierre de 2022, debido al resultado del periodo de US\$ 341,3 millones y a efectos de reservas de cobertura por US\$ 6,8 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de junio de 2023 y 2022, son los siguientes:

Cifras en Millones de dólares (US\$)	jun-23	jun-22	Var. US\$	% Var. Abs.
Estados de Flujos de Efectivos				
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	726,2	7,2	719,0	9986,1%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(553,9)	(199,0)	(354,9)	178,3%
Flujos de efectivo procedentes (utilizados) en actividades de financiación	(318,4)	267,0	(585,4)	219,3%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(146,1)	75,2	(221,3)	294,3%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(5,2)	(13,0)	7,8	60,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(151,3)	62,2	(213,5)	343,2%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	449,4	180,8	268,6	148,6%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	298,1	243,0	55,1	22,7%

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 298,1 millones al 30 de junio de 2023 que se compara con US\$ 243,0 millones al 30 de junio de 2022.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 726,2 millones al 30 de junio de 2023, que se compara con los US\$ 7,2 millones al 30 de junio de 2022. El flujo de actividades de operación tuvo un aumento de US\$ 719,0 millones respecto del periodo anterior, producto del mayor resultado operacional.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 553,9 millones, que se compara con US\$ 199,0 millones al 30 de junio de 2022. El aumento se explica por la inversión de depósitos a plazo superiores a 90 días cuya finalidad es calzar el pago de capital e intereses de financiamiento bancario de corto plazo por US\$ 280 millones.

El flujo de actividades de financiación al 30 de junio de 2023 fue una utilización neta de recursos por US\$ 318,4 millones que se compara con una obtención neta de US\$ 267,0 millones al 30 de junio de 2022. Esta utilización neta de recursos se explica por la ejecución de pagos de capital de deuda bancaria tanto de manera anticipada, así como también a su vencimiento, lo cual ha permitido disminuir la posición de pasivos financieros. Lo anterior, como resultado de la mayor generación de caja del negocio durante los últimos doce meses corridos.

5.- EBITDA

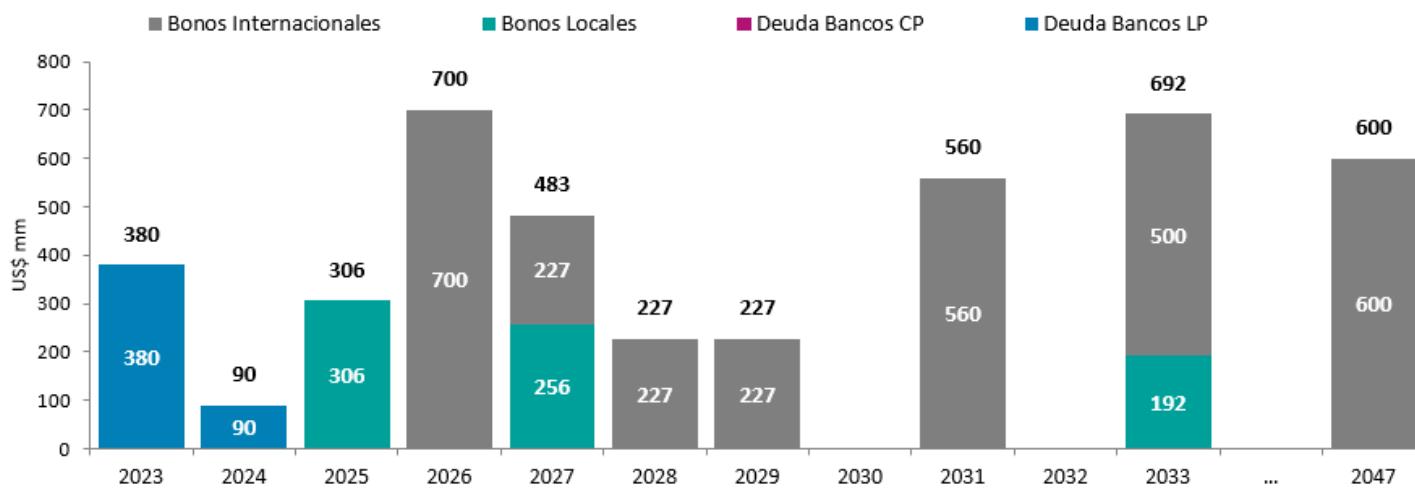
El EBITDA de US\$ 716,3 millones al 30 de junio de 2023, se compara con los US\$ 811,2 millones obtenidos en el mismo periodo de 2022, el detalle es el siguiente:

EBITDA	jun-23	jun-22	Var. US\$	% Var. Abs.
Resultado Operacional	539,8	643,7	(103,9)	16,1%
Depreciación, amortización y cuota de agotamiento	170,1	170,7	(0,6)	0,4%
Otros cargos / abonos a resultados	6,4	(3,2)	9,6	300,0%
EBITDA	716,3	811,2	(94,9)	11,7%

Al 30 de junio de 2023 la contribución al EBITDA por la línea de negocio de Refinación y Comercialización (R&C) es de US\$ 518,4 millones y la línea de negocio Exploración y Producción (E&P) es de US\$ 215,1 millones. La disminución de US\$94,9 millones se explica principalmente por un menor margen de refinación y un menor precio del crudo ICE Brent.

6.- PERFIL AMORTIZACIÓN DE CAPITAL ENAP AL 30 DE JUNIO DE 2023

La presente tabla 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-23	dic-22	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,81	1,69	0,12	7,1%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,91	0,86	0,05	5,8%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		jun-23	dic-22	Var.	% Var. Abs.
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	2,97	3,63	(0,66)	18,1%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	1,83	2,43	(0,61)	24,9%
Razón de endeudamiento financiero, corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	9,86	12,27	(2,41)	19,7%
Razón de endeudamiento financiero, no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	90,14	87,73	2,41	2,8%
Cobertura de gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	5,41	5,81	(0,40)	6,9%
Razón de deuda financiera neta a Ebitda ⁽⁶⁾	(veces)	3,11	2,90	0,21	7,3%

(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)

Nota : LTM = Últimos doce meses.

ACTIVIDAD		jun-23	dic-22	Var.	% Var. Abs.
Activos					
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	7.836,0	7.523,5	312,5	4,2%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	7.679,8	7.225,7	454,1	6,3%
Inventarios		jun-23	dic-22	Var.	% Var. Abs.
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	6,45	9,50	(3,05)	32,1%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,86	1,26	0,60	47,3%

(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-23	dic-22	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	30,46	43,54	(13,07)	30,0%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	7,55	8,10	(0,55)	6,8%

(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, de acuerdo con lo establecido 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 a las NIIF según lo que se señala en la Nota 3 de los Estados de Situación Financiera Consolidados.

De acuerdo con las normas de la Comisión para el Mercado Financiero, 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.

Precio del Petróleo Crudo

En el primer semestre del 2023, el marcador del precio del petróleo crudo Brent ICE promedió 79,9 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, esto es, 25,0 US\$/bbl por debajo de igual periodo del 2022 (104,9 US\$/bbl).

Durante los primeros meses del 2023, los precios del petróleo y derivados se mantuvieron apoyados por la recuperación de China y los posibles impactos de la prohibición de la Unión Europea sobre las importaciones de productos petroleros rusos a partir del 5 de febrero, con el fin de reducir los ingresos de Rusia provenientes de la exportación de energía.

Las exportaciones rusas de crudo y diésel se mantuvieron resistentes, a pesar de las sanciones impuestas a Rusia por la UE, apoyadas por grandes descuentos de combustibles de origen ruso. Esto incentivó a países como la India, China, los EAU, Turquía y Brasil, a aumentar sus compras desde Rusia.

El cierre del primer trimestre estuvo marcado por las preocupaciones en torno a una nueva crisis financiera en EE. UU., que presionó el precio del petróleo Brent Ice hasta los 73 US\$/bbl.

El mes de abril comenzó bajo un contexto de recuperación de los precios del petróleo ante la sensación de que la crisis bancaria había sido contenida. En este escenario alcista, abril inició con el sorpresivo anuncio de la OPEP

de recortar la producción en 1,16 millones de barriles diarios a partir de mayo, impulsando los precios del Brent hasta los 87 US\$/bbl.

Sin embargo, durante la segunda quincena de abril e inicios de mayo, las preocupaciones en torno a la crisis financiera en EE. UU., nuevas alzas en las tasas de interés de la Fed y el BCE, sumado a débiles datos de recuperación económica de China, y exportaciones de petróleo ruso en máximos desde el comienzo de la invasión a Ucrania, borraron las ganancias registradas a inicios de abril, con el Brent Ice retrocediendo hasta los 72,3 US\$/bbl a inicios de mayo, el mínimo desde diciembre del 2021.

- Como consecuencia de las altas tasas de interés, la actividad del sector manufacturero de EE. UU. acumuló ocho meses consecutivos de contracción, llegó al nivel más bajo en tres años en junio (PMI de 46).

A pesar de los esfuerzos de Arabia Saudita, Rusia y otros miembros de la OPEP+ por aumentar los precios del petróleo a través de recortes de producción, los precios del crudo desde inicios de mayo se han mantenido en un rango establecido. En el límite inferior, se observa un apoyo de 71-72 US\$/bbl, y una resistencia en torno a los 77 US\$/bbl.

En cuanto a la demanda global de petróleo, ésta promedió unos 101,5 millones de barriles diarios en el primer semestre 2023, un aumento semestral de 0,4 mn b/d. En comparación anual, el consumo global de petróleo se ubicó aproximadamente 1,8 mn b/d por sobre el primer semestre del 2022.

Precio de los productos en la Costa del Golfo primer semestre 2023

Durante el primer semestre los precios de destilados en la Costa del Golfo de EE. UU. (USGC) siguieron la tendencia a la baja del petróleo, presionados por una menor demanda global de diésel, principalmente desde Europa, lo que llevó a un aumento en los inventarios y una caída en los márgenes de refinación. En cuanto a la gasolina, el aumento del costo del octanaje, sumado al ajuste estacional a la especificación de verano, impulsó los márgenes de refinación al alza.

Los márgenes en ambos lados del Atlántico se han mantenido sólidos, respaldados por interrupciones en refinerías clave que han proporcionado una ventaja para la gasolina a medida que la temporada de conducción de verano avanza a pleno rendimiento.

Gasolinas

Desde mediados de febrero, las existencias de gasolinas en USGC han disminuido ante un mayor consumo interno y un alza en la demanda por exportaciones, lo que impulsó el crack por sobre los 30 US\$/bbl.

Adicionalmente, los precios de gasolinas recibieron apoyo por el cambio de especificación estacional de la presión de vapor (RVP), que pasó de 13,5 a 9,0 psi, aumentando el costo de producción.

Los márgenes de refinación de gasolinas en EE. UU. se han mantenido elevados ante una menor disponibilidad de corrientes de alto octanaje, con la capacidad de reformación al máximo.

El precio de la gasolina *Unleaded 87 waterborne* en USGC promedió 105,4 US\$/bbl, una disminución de 6,1 US\$/bbl respecto al semestre anterior (111,5 US\$/bbl), y 30,3 US\$/bbl por debajo del periodo enero-junio 2022. El diferencial de precio de la gasolina respecto al Brent Ice promedió 25,5 US\$/bbl, un aumento semestral de 7,2 US\$/bbl, y 5,2 US\$/bbl inferior al primer semestre del 2022 (30,7 US\$/bbl).

Diesel

Después de varios meses de cracks excepcionalmente altos del diésel los márgenes retrocedieron a su nivel más bajo desde que Rusia invadió Ucrania, presionados por una menor demanda y un aumento en las importaciones rusas previo al embargo de productos refinados del 5 de febrero.

Luego de caer desde 34 US\$/bbl en marzo, a 23 US\$/bbl en abril, el margen del diésel en USGC se estabilizó en torno a 20 US\$/bbl, apoyado por un leve aumento de la demanda europea desde fines de mayo.

El precio promedio del diésel de bajo azufre en USGC fue de 111 US\$/bbl, una caída semestral de 33,8 US\$/bbl, y 36,9 US\$/bbl por debajo del periodo enero-junio del 2022. El diferencial de precio del diésel respecto al Brent Ice promedió 31,0 US\$/bbl, una disminución semestral de 20,5 US\$/bbl, y de 11,8 US\$/bbl respecto al primer semestre 2022.

Fuel Oil

El precio del fuel oil N°6 de 3% de azufre registró un promedio de 60,6 US\$/bbl, una disminución semestral de 5,3 US\$/bbl y 27,6 US\$/bbl inferior al periodo enero-junio del 2022. El diferencial de refinación respecto al Brent Ice promedió -19,3 US\$/bbl, lo que representa una disminución anual de 2,6 US\$/bbl.

Precio Gas Natural 2023

Los precios del gas en Europa han retrocedido a niveles previos a la guerra en Ucrania; apoyados por un invierno más cálido de lo habitual, lo que permitió a Europa reducir la demanda y desacelerar las presiones inflacionarias.

Los precios bajos del gas contrastan fuertemente con los del verano pasado, cuando el TTF aumentó a más de diez veces su nivel normal, alcanzando un máximo de 99 US\$/MMBTU después de que Rusia redujera las exportaciones de gas a Europa. La caída de precios destaca cómo Europa ha superado en gran medida lo peor de la militarización de los suministros de energía por parte de Moscú. En junio de 2023 el precio del gas natural en Europa promedió 10,4 US\$/MMBTU.

El precio del Gas Natural, según el marcador Henry Hub de Estados Unidos, promedió 2,5 US\$/MMBTU, una caída semestral de 4,5 US\$/MMBTU, y 3,5 US\$/MMBTU inferior al primer semestre 2022.

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 a 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, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o “crack”). Considerando un nivel de refinación de 65 millones de barriles de crudo durante el año,

una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, *ceteris paribus*, un impacto en resultados de US\$ 65 millones en una dirección u otra en condiciones normales de producción y venta.

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 a 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 del Reglamento de Ambiental en el año 1997, en ENAP se ha tramitado más de 394 Resoluciones de Calificación Ambiental (RCAs), de las cuales 53 corresponden a ENAP refinerías y 341 a ENAP Magallanes (de las cuales 266 se encuentran activas). A partir de la creación de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA) en 2013 ENAP ha acumulado 333 fiscalizaciones y/o requerimiento de información por parte de la SMA, de las cuales 231 se encuentran actualmente en evaluación por parte de la Autoridad. En 2022 se recibieron 40 fiscalizaciones y/o requerimiento de información iniciándose 2 procesos de sanción, el primero en Refinería Biobío con un cargo grave y uno leve, y el segundo en Magallanes – Posesión por 5 cargos leves. En ambos casos se han presentado los descargos correspondientes y se está a la espera de la resolución.

Como antecedente adicional para la evaluación de estos riesgos se han incluido los Decretos Supremos que definieron los Planes de Prevención y Descontaminación Ambiental, dictados para en localidades donde se encuentran emplazadas nuestras principales Refinerías, los que establecieron plazos para reducir el límite de emisiones atmosféricas de Material Particulado y Gases Contaminantes (SO₂ y NO_x).

Desde el año 2021, se han implementado diversas acciones para dar cumplimiento a la normativa y a los compromisos establecidos con la Autoridad Ambiental, entre los cuales se puedes señalar:

- Refinería Aconcagua: Proyectos e iniciativas ambientales que forman parte del plan de trabajo orientados a actividades que permitan identificar e implementar mejoras en lo referente a emisiones de ruidos, monitoreo de emisiones atmosféricas y la Ejecución del Plan de Cumplimiento presentado a la Superintendencia del Medio Ambiente, producto del proceso de sanción del año 2017 y Proyectos asociados al cumplimiento del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférico de Concón, Quintero y Puchuncaví, entre otros .
- En Refinería Bío Bío el enfoque y los recursos destinados tienen relación principalmente con la ejecución de una serie de compromisos adquiridos con la Ilustre Corte de Apelaciones de Concepción (ICA), los que están relacionados con un programa de mitigación de olores, cuyo objetivo principal es el manejo de los olores producidos como consecuencia de la actividad de refinación de petróleo en las comunidades vecinas y proyectos e iniciativas para dar cumplimiento al Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférico del Concepción Metropolitano.
- ENAP Magallanes realiza actividades asociadas a exploración y producción de yacimientos de hidrocarburos por la línea E&P; y actividades de refinación, logística y comercialización, asociadas a la explotación de los activos de refinación y terminales marítimos por la línea R&C. Para el desarrollo de dichas actividades se requiere la ejecución de diversas iniciativas que den cumplimiento a los compromisos establecidos en las tramitaciones ambientales de nuestros proyectos y a las normativas ambientales que aplican a nuestra actividad.