ANÁLISIS RAZONADO
DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS

CORRESPONDIENTE AL PERÍODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2025

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2025

El propósito de este documento es facilitar el análisis de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, para el período terminado al 31 de marzo de 2025 y su comparación con el período terminado al 31 de diciembre de 2024. Se debe hacer presente que tanto para los saldos de balance, así como también las para las cifras de resultados, su comparación es con el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2024.

Este informe debe entenderse complementario a los Estados Financieros Consolidados Intermedios y sus notas explicativas, y de su lectura conjunta con estos últimos se podrá obtener una conclusión más integral sobre los temas expuestos.

1.- RESUMEN EJECUTIVO

La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) registró una utilidad de US$ 129,4 millones al 31 de marzo de 2025 en comparación a los US$ 110,5 millones obtenidos en el primer trimestre del año anterior. Este mejor resultado se explica principalmente por el aumento del margen bruto que alcanzó los US$ 293,6 millones, comparado con los US$229,2 millones generados en primer trimestre del año anterior debido a la mayor venta de producción propia valiosa de la línea de R&C, equivalente a US$ 82 millones, (+19%). Este mejor desempeño y gestión operacional permitió compensar positivamente la reducción de los márgenes de refinación internacionales de 3,7 US$/bbl y un mayor costo en la canasta de crudos de 0,4 US$/bbl.

En cuanto al resultado por Líneas de Negocio, la línea de Refinación y Comercialización (R&C) alcanzó un Resultado Antes de Impuesto (RAI) de US$ 143,3 millones, superior a los US$ 123,3 millones del año anterior. Este aumento es explicado principalmente por la mayor venta de producción propia valiosa, producto de un cambio en el mix de ventas y una optimización de costos logísticos. Lo anterior fue compensado parcialmente por la caída en los márgenes de refinación internacionales durante el periodo, que pasaron de 17,2 US$/bbl a 12,7 US$/bbl en gasolinas, y de 29,0 US$/bbl a 22,1 US$/bbl en diésel.

Por su parte, la línea de Exploración y Producción (E&P) reportó un RAI de US$ 55,1 millones, comparado con los US$51,2 millones obtenidos en primer trimestre de 2024, de los cuales US$ 46,6 millones corresponden a las operaciones internacionales de ENAP (Ecuador y Egipto), y US$ 8,5 millones a la operación en Magallanes. La operación internacional en Argentina se presenta, para efectos de IFRS, en una línea separada como “resultado de operaciones discontinuadas”, dada su condición de activos para la venta.

Considerando lo anterior, el RAI de E&P internacional (Ecuador y Egipto) ascendió a US$46,6 millones, lo que se compara con US$49,4 millones obtenidos en primer trimestre de 2024. Esta variación negativa de US$ 2,8 millones se explica por un menor margen bruto asociado a la disminución de volumen derivada del evento de suspensión de bombeo en Ecuador, entre el 16 de marzo y el 31 de marzo de 2025, producto de la rotura en el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), a causa de un deslizamiento de tierra por las fuertes lluvias. A lo anterior, se suma el efecto por la declinación natural de los pozos productivos en la operación de Egipto.

Además, existen mayores costos de ventas explicados por mayor actividad de workovers, junto con volumen de crudo fuera de especificación en Egipto y mayor actividad en Ecuador año 2025. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por un efecto positivo en precio, originado por la modificación contractual del bloque MDC en Ecuador, vigente desde julio de 2024, que permitió incrementar una de las tarifas de servicio de extracción de crudo de 27 a 31 US$/bbl, además del ajuste correspondiente por inflación de las tarifas que percibe la filial.

El EBITDA Consolidado de ENAP al 31 de marzo de 2025 ascendió a US$296,3 millones, el cual muestra un incremento de 20% respecto de los US$247,9 millones obtenidos en primer trimestre de 2024.

El 18 de enero de 2025, ENAP y su filial ENAP Sipetrol S.A. firmaron un acuerdo de compraventa con Oblitus International Ltd., compañía controlada por XTellus Partners, para la venta de la totalidad de las acciones de ENAP Sipetrol Argentina S.A. y de su participación del 13,79% en Terminales Marítimas Patagónicas S.A. (TERMAP). El precio podría alcanzar los US$ 41,43 millones, sujeto a ajustes por cierres contables, obligaciones pendientes y tipo de cambio. El proceso de cierre incluye trámites regulatorios en Chile y Argentina, y la notificación al socio de ENAP en Argentina sobre su derecho preferente de compra, en el caso del activo en operación Campamento Central-Cañadón Perdido

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	mar-25	mar-24	Var. US$	% Var. Abs.
Ingresos de actividades ordinarias	2.321,3	2.469,8	(148,5)	6,0%
Costos de ventas	(2.027,7)	(2.240,6)	212,9	9,5%
Margen bruto	**293,6**	**229,2**	**64,4**	**28,1%**
Otros ingresos, por función	1,2	1,5	(0,3)	20,0%
Costos de distribución	(63,0)	(58,9)	(4,1)	7,0%
Gastos de administración	(20,9)	(19,9)	(1,0)	5,0%
Otros gastos, por función	(14,2)	(9,3)	(4,9)	52,7%
Ganancia de actividades operacionales	**196,7**	**142,6**	**54,1**	**37,9%**
Ingresos financieros	4,7	3,5	1,2	34,3%
Costos financieros	(48,6)	(52,5)	3,9	7,4%
Participación en asociadas	17,8	13,4	4,4	32,8%
Diferencias de cambio	(10,7)	24,4	(35,1)	143,9%
Ganancia antes de impuestos	**159,8**	**131,4**	**28,4**	**21,6%**
Gasto por impuestos a las ganancias	(20,1)	(17,9)	(2,2)	12,3%
Ganancia procedente de operaciones continuadas	**139,7**	**113,5**	**26,2**	**23,1%**
Pérdida procedente de operaciones discontinuadas *	(10,2)	(3,0)	(7,2)	240,0%
Ganancia del periodo	**129,4**	**110,5**	**18,9**	**17,1%**

***** Pérdida procedente de operaciones discontinuadas se explica en punto 2.E.

A. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias disminuyeron un 6,0% al 31 de marzo de 2025 respecto al año anterior, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US$) Ingresos de Actividades Ordinarias	mar-25	mar-24	Var. US$	% Var. Abs.
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	1.812,6	1.723,0	89,6	5,2%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	220,6	494,8	(274,2)	55,4%
Ingresos por ventas E&P	169,3	161,5	7,8	4,8%
Ingresos por ventas gas natural importado	112,0	84,7	27,3	32,2%
Otros ingresos	6,8	5,8	1,0	17,2%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	**2.321,3**	**2.469,8**	**(148,5)**	**6,0%**

Los ingresos por ventas de productos propios en R&C aumentaron en US$89,6 millones (5,2%) comparado con el mismo periodo del año anterior, explicado por un cambio en el mix de ventas, con un mayor peso relativo de productos propios frente a productos importados. El volumen de ventas de producción propia se incrementó en 227,1 Mm^3 al pasar de los 2.671,0 Mm^3 a 2.898,1 Mm^3 (8,5%), compensado parcialmente por una baja en los precios de venta, desde los 102,6 US$/bbl promedio en el primer trimestre de 2024 hasta los 99,4 US$/bbl en primer trimestre de 2025 (-3,0 %).

Los ingresos asociados a la venta de productos importados en R&C tales como, diésel y gasolinas, disminuyeron en US$274,2 millones (55,4%), respecto al primer trimestre de 2024 explicado por un cambio en el mix de productos a venta, que implicó un menor volumen de venta por 326,8 Mm^3, al pasar de 645,1 Mm^3 a 318,3 Mm^3 (-50,7%), sumado a un menor precio de venta promedio de la canasta de productos, que se redujo de los 122,6 US$/bbl en primer trimestre de 2024 hasta los 110,2 US$/bbl en primer trimestre de 2025 (-9,6%).

Los ingresos por venta en E&P en el exterior (Ecuador y Egipto) al 31 de marzo de 2025 ascendieron a US$92,5 millones, lo que representa un aumento de US$0,7 millones en comparación con primer trimestre de 2024 (US$91,8 millones), explicado principalmente por mayor efecto precio debido a la aplicación de la modificación de contrato en MDC en Ecuador (incremento de la tarifa de servicio de extracción de crudo desde 27 a 31 US$/bbl) además del ajuste correspondiente por inflación de las tarifas que percibe la filial. Lo anterior fue parcialmente compensado por un efecto volumen negativo en Ecuador debido al evento exógeno SOTE y a la declinación natural en Egipto, junto con el impacto negativo de la caída del precio del Brent.

Los ingresos por venta E&P en Magallanes ascendieron a US$76,8 millones que se comparan con los US$69,6 millones de primer trimestre de 2024, registrándose un aumento de los ingresos en US$7,2 millones (10,3%) como resultado de mayores ventas de gas a las ciudades y a Methanex (nuevo contrato). Además, se presentaron mayores ingresos por venta de licuables.

Los ingresos por venta de gas natural importado aumentaron en US$27,3 millones explicado principalmente por mayores volúmenes de ventas en la zona norte durante el primer trimestre (ventas off shore y exportación de GN a Argentina). Cabe señalar que los niveles de Brent fueron en promedio un 6% menores a los del primer trimestre 2024.

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$13,5 millones por el primer trimestre de 2025, cifra que se compara con el equivalente a US$11,8 millones percibidos durante el primer trimestre de 2024.

B. COSTOS DE VENTAS

Cifras en Millones de dólares (US$)				
Costos de Ventas	**mar-25**	**mar-24**	**Var. US$**	**% Var. Abs.**
Costos por compra de crudo	(1.375,7)	(1.370,7)	(5,0)	0,4%
Costos operacionales no crudo	(249,5)	(229,6)	(19,9)	8,6%
Costo de producción E&P	(101,2)	(95,3)	(5,9)	6,2%
Costos de productos importados	(215,9)	(485,5)	269,6	55,5%
Costo por venta de gas natural	(85,4)	(59,5)	(25,9)	43,5%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	**(2.027,7)**	**(2.240,6)**	**212,9**	**9,5%**

Los costos por compra de crudo aumentaron en US$5,0 millones (0,4%) durante el primer trimestre de 2025. Este aumento se debe principalmente al mayor volumen costeado de producción propia que pasó de 2.671,0 Mm^3 a 2.898,1 Mm^3 en primer trimestre de 2025 (8,5%). Este efecto fue compensado con una disminución en los precios de la materia prima, que disminuyeron desde los 81,6 US$/bbl en el primer trimestre de 2024 a 75,5 US$/bbl en primer trimestre de 2025 (-7,5 US$/bbl).

Los costos operacionales no crudo aumentaron en US$19,9 millones (8,6%), debido a mayores costos variables, asociados a un aumento en la producción, compensado con una optimización de costos logísticos.

El costo de producción de E&P aumentó en US$5,9 millones, impulsado por un incremento de US$3,9 millones en los costos de las operaciones internacionales, particularmente en Egipto debido a mayor actividad de workover y costo de transporte por volumen de crudo fuera de especificación. Además de mayores costos en Ecuador como consecuencia de la mayor actividad durante 2025.

Los costos de venta de gas natural importado disminuyeron en US$25,9 millones, explicado principalmente por un menor costo de suministro, asociado a una mayor disponibilidad de Gas Natural Argentino.

C. MARGEN BRUTO

El Margen Bruto Consolidado, en el primer trimestre de 2025, alcanzó los US$293,6 millones, lo que representa un aumento de US$64,4 millones respecto del primer trimestre de 2024 (28,1%).

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

Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C)	US$ 228,3 millones
Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P)	US$ 68,1 millones

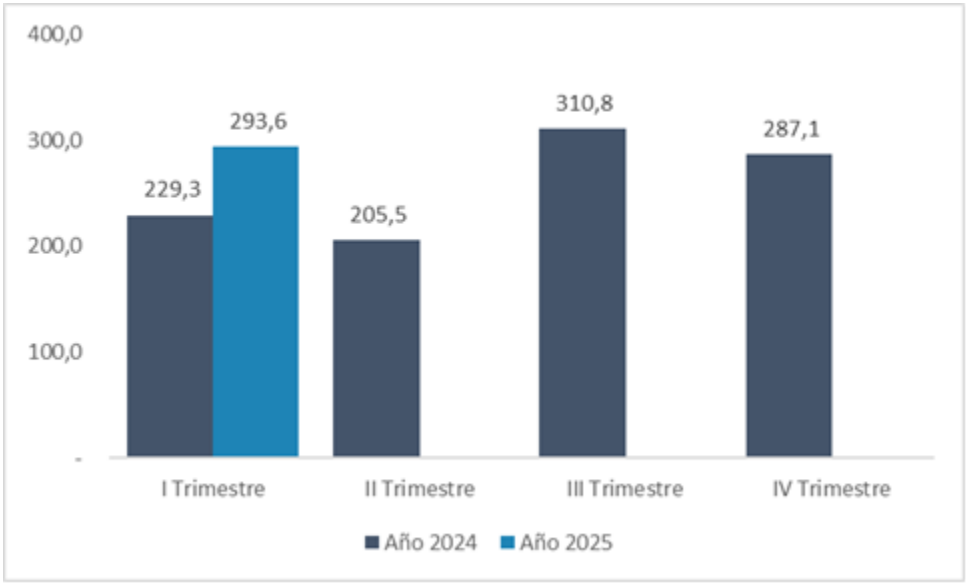
El Margen Bruto consolidado considera adicionalmente costos corporativos por US$2,8 millones.

El Margen Bruto de R&C aumentó desde los US$166,1 millones en primer trimestre de 2024 a US$ 228,3 millones en primer trimestre de 2025. Este aumento se atribuye principalmente a la mayor venta de producción propia.

Por otro lado, el Margen Bruto de E&P en el exterior disminuyó de US$ 45,6 millones en primer trimestre de 2024 a US$ 42,4 millones en primer trimestre de 2025. Esta disminución se explica por mayores costos operacionales en Ecuador y Egipto, junto con menor volumen dado el impacto negativo del efecto exógeno SOTE en Ecuador, la declinación natural de los pozos productivos en Egipto y el impacto de la caída del precio internacional del Brent. Lo anterior, se contrarresta en parte por mayor efecto precio en Ecuador por la entrada en vigor, a partir de julio del año 2024, de la modificación de contrato de servicios, que aumentó las tarifas del Bloque MDC y ajustes inflacionarios aplicados en dicho país.

El Margen Bruto de E&P en Magallanes ascendió a US$ 25,7 millones, superior a los US$20,5 millones obtenidos en primer trimestre de 2024. Este aumento se explica por los mismos factores mencionados previamente en los ingresos.

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



D. VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Costos de distribución aumentaron en US$4,1 millones, desde US$58,9 millones en el primer trimestre de 2024 a US$63,0 millones en primer trimestre de 2025. Este aumento está relacionado con el incremento en costos de fletes marítimos, fletes terrestres, contratos por almacenamiento de productos, depreciación y otros.

Los Otros gastos por función presentan un aumento de US$4,9 millones, al pasar de US$9,3 millones en primer trimestre de 2024 a US$14,2 millones en primer trimestre de 2025, este aumento se explica por una provisión de incobrables de US$ 7,4 millones compensado con menores costos de pozos exploratorios y otros efectos por US$ 2,5 millones y otros efectos por obsolescencia de Propiedades Planta y equipos otros egresos.

Los Costos financieros disminuyeron en US$3,9 millones, pasando de US$52,5 millones en primer trimestre de 2024 a US$48,6 millones en primer trimestre de 2025, como resultado de la reducción de la deuda financiera en 2024, lo que a su vez disminuyó los gastos diferidos, además de un menor uso de financiamiento de proveedores en el período.

El rubro Participación en asociadas aumentó en US$4,4 millones, al pasar de US$13,4 millones el primer trimestre de 2024 a US$17,8 millones el primer trimestre de 2025. Este aumento está relacionado principalmente con mejores resultados atribuibles de las sociedades Geotérmica del Norte S.A., GNL Chile S.A., GNL Quintero S.A., Oleoductos Trasandino Chile S.A. y Oleoductos Trasandino Argentina S.A.

El rubro Diferencias de cambio presenta un resultado negativo de US$10,7 millones en primer trimestre de 2025, en contraste con la utilidad de US$24,4 millones obtenida en primer trimestre de 2024. Este resultado tiene relación con la exposición de saldos de moneda local en Chile y un menor tipo de cambio promedio en el periodo 2025 que afectó las obligaciones y provisiones en pesos chilenos.

Finalmente, el rubro Gasto por impuestos a las ganancias registró un mayor gasto de US$2,2 millones y se explica principalmente por una compensación entre la utilidad tributaria de la filial Enap Refinerías S.A. y la pérdida tributaria de la matriz, ENAP, cuya tasa de impuesto es de un 65%.

E. PÉRDIDA PROCEDENTE DE OPERACIONES DISCONTINUADAS

Una operación discontinuada corresponde a un componente de la Empresa que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y cuyas operaciones y flujos pueden distinguirse claramente del resto de la entidad, se presenta en una línea el "resultado después de impuestos de las operaciones discontinuadas", mientras que en las notas a los Estados de Situación Financiera se presenta un desglose de los ingresos, costos y resultados antes de impuesto. De acuerdo con la norma IFRS, la información del ejercicio comparativo del año 2024 se presenta de la misma forma y clasificación antes descrita.

La Empresa durante el año 2024, inició un proceso de venta de sus inversiones en Argentina y con fecha 18 de enero de 2025 informó a la CMF de la firma de un acuerdo de compraventa de la totalidad de las acciones de ENAP Sipetrol Argentina S.A. y de su participación del 13,79% en Terminales Marítimas Patagónicas S.A. (TERMAP). Las operaciones en Argentina al 31 de marzo de 2025 se excluyen de la Línea de Negocio E&P, dado que según normativa IFRS se presentan agrupadas en una línea a continuación del resultado de actividades continuadas.

Considerando el avance del proceso de venta, se presenta a continuación un cuadro con el resultado línea a línea, de la operación discontinuada de los activos mantenidos para la venta al primer trimestre de 2025 y 2024:

Cifras en Millones de dólares (US$)	31 de marzo de	
ESTADO DE RESULTADOS OPERACIÓN DISCONTINUADA	2025	2024
Ingresos de actividades ordinarias	24,6	35,1
Costos de ventas	(29,7)	(25,0)
Margen bruto	**(5,1)**	**10,1**
Costos de distribución	(1,5)	(1,5)
Gastos de administración	(1,7)	(1,4)
Otros gastos, por función	(0,9)	(0,6)
Resultado de actividades operacionales	**(9,2)**	**6,6**
Costos financieros	(1,8)	(3,7)
Diferencias de cambio	0,8	2,4
Resultado antes de impuestos	**(10,2)**	**5,3**
Gasto por impuestos a las ganancias	0,0	(8,3)
Pérdida atribuible a operaciones discontinuadas	**(10,2)**	**(3,0)**

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	mar-25	dic-24	Var. US$	% Var. Abs.
Activos corrientes	2.092,2	2.133,4	(41,2)	(1,9%)
Activos no corrientes	5.375,1	5.263,9	111,2	2,1%
ACTIVOS	**7.467,3**	**7.397,3**	**70,0**	**0,9%**

Al 31 de marzo de 2025, el total de activos refleja un aumento neto de US$70,0 millones en comparación con el total registrado al 31 de diciembre de 2024. Este aumento se explica principalmente por el efecto de las variaciones observadas en los saldos de los siguientes rubros:

- **Efectivo y equivalentes al efectivo** aumentó en US$40,9 millones (20%) al pasar de US$204,4 millones al 31 de diciembre de 2024 a US$245,3 millones al 31 de marzo de 2025. Este aumento se debe principalmente al resultado del periodo y posición de caja al cierre del trimestre para afrontar vencimientos de pagos del segundo trimestre.

- **Otros Activos Financieros corrientes** aumentó en US$23,8 millones al pasar de US$161,1 millones al 31 de diciembre de 2024 a US$184,9 millones al 31 de marzo de 2025, como resultado de la posición de cierre de los *mark-to-market* de las coberturas de riesgo de tipo de cambio y de precios del crudo por US$ 22,0 millones, e intereses devengados de depósitos a plazo por US$ 1,8 millones.

- **Deudores Comerciales y Otras cuentas por cobrar corrientes** disminuyeron en US$7,0 millones (1,2%) al pasar de US$567,5 millones al 31 de diciembre de 2024 a US$560,5 millones al 31 de marzo de 2025, esta variación se debe a una caída del 5,0%en el volumen de venta respecto de diciembre de 2024.

- **Cuentas por cobrar a entidades relacionadas** aumentaron US$8,1 millones (22,5%) al pasar de US$36,0 millones al 31 de diciembre de 2024 a US$44,1 millones al 31 de marzo de 2025. Este aumento se debe principalmente a mayores saldos con GNL Chile S.A., por la posición de compra de los saldos al cierre de mes por US$ 6,9 millones.

- **Inventarios** presenta una disminución de US$126,9 millones (12,3%) al pasar de US$1.035,1 millones al 31 de diciembre de 2024 a US$908,2 millones al 31 de marzo de 2025, debido a un menor nivel de inventario de crudo por US$ 50,7 millones e inventario de productos por US$ 66,1 millones.

- **Otros activos financieros, no corrientes** presenta un aumento de US$13,0 millones (265%) al pasar de US$4,9 millones al 31 de diciembre de 2024 a US$ 17,9 millones al 31 de marzo de 2025, debido principalmente a mayores saldos por cobrar asociado a Cobertura de flujo de caja por US$ 13,0 millones.

- **Inversión en Asociadas** refleja un aumento de US$15,3 millones (7,7%) al pasar de US$199,3 millones al 31 de diciembre de 2024 a US$ 214,6 millones al 31 de marzo de 2025, debido al reconocimiento de resultados devengados por US$ 17,8 millones (destacando los resultados de GNL Quintero S.A. y GNL Chile por US$ 9,4 millones y US$ 3,3 millones, respectivamente), neto de otras variaciones por US$2,5 millones.

- **Propiedades, Planta y Equipo** se incrementó desde los US$3.520,6 millones al 31 de diciembre de 2024 a US$ 3.585,6 millones al 31 de marzo de 2025, representando un aumento neto de US$65,0 millones (1,8%). Los principales movimientos de la cuenta se componen de adiciones por US$151,8 millones (US$65,3 millones corresponden a LN E&P y US$86,5 millones a LN R&C), compensado por depreciaciones y otros ajustes por US$86,8 millones.

- **Activos por impuestos diferidos** aumentó US$25,8 millones (1,9%) al pasar de US$1.327,9 millones al 31 de diciembre de 2024 a US$1.353,7 millones al 31 de marzo de 2025, principalmente debido al incremento en las pérdidas tributarias de ENAP. La Empresa se encuentra evaluando diferentes alternativas que permitan el uso de este activo diferido.

PASIVOS Y PATRIMONIO

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	mar-25	dic-24	Var	Var.% abs.
Pasivos financieros corrientes	394,2	367,5	26,7	7,3%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	655,3	733,9	(78,6)	10,7%
Otros pasivos corrientes	337,5	347,6	(10,1)	2,9%
Total pasivos corrientes	**1.387,0**	**1.449,0**	**(62,0)**	**4,3%**
Pasivos financieros, no corrientes	3.203,0	3.185,0	18,0	0,6%
Otros pasivos, no corrientes	396,4	399,8	(3,4)	0,9%
Total pasivos, no corrientes	**3.599,4**	**3.584,8**	**14,6**	**0,4%**
Total pasivos	**4.986,5**	**5.033,8**	**(47,3)**	**0,9%**
Patrimonio	2.480,9	2.363,5	117,4	5,0%
Total pasivos y patrimonio	**7.467,3**	**7.397,3**	**70,0**	**0,9%**

PASIVOS

Al 31 de marzo de 2025 los pasivos totales de la Empresa registran una disminución de US$47,3 millones respecto del cierre de 2024. Esta disminución se desglosa principalmente de la siguiente manera:

- **Pasivos financieros corrientes y no corrientes** presentaron un aumento de US$ 44,7 millones. Este aumento en el primer trimestre del año corresponde principalmente a la variación de los Bonos en UF respecto al dólar los cuales están cubiertos mediante la ejecución de una estrategia de coberturas de flujo de caja (forwards de moneda), que cubren la variación del valor de los Bonos en UF respecto del dólar americano, dada la posición de cierre de la cobertura esta se presenta formando parte del rubro "Otros activos financieros corrientes y no corrientes".

- **Cuentas por pagar comerciales** se redujeron en US$78,6 millones, al pasar de US$733,9 millones al 31 de diciembre de 2024 a US$ 655,3 millones al 31 de marzo de 2025, y corresponde principalmente a menores cuentas por pagar con proveedores de crudo y productos, en línea con la disminución del nivel de inventario.

- **Pasivo por impuestos corrientes** aumentó en US$14,1 millones, al pasar de US$100,6 millones al 31 de diciembre de 2024 a US$ 114,8 millones al 31 de marzo de 2025. Este aumento se debe a la posición neta entre provisión de impuesto a la renta neta de Pagos Provisionales Mensuales (PPM) cuya variación en el periodo ascendió a US$ 17,2 millones, parcialmente compensada por una disminución de impuestos en las operaciones internacionales de la compañía por un total de US$ 3,1 millones.

PATRIMONIO

Al 31 de marzo de 2025 el Patrimonio aumentó en US$117,3 millones (5%) respecto al cierre de 2024, debido a la utilidad del período de US$ 129,4 millones, compensado parcialmente por efectos por ajuste a resultados acumulados y reservas de cobertura por US$ 12,1 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 31 de marzo de 2025 y 2024, son los siguientes:

Cifras en Millones de dólares (US$) Estados de Flujos de Efectivos	mar-25	mar-24	Var. US$	% Var. Abs.
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	240,9	601,1	(360,2)	59,9%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(151,5)	(135,1)	(16,4)	12,1%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(48,3)	(58,6)	10,3	17,6%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	41,1	407,3	(366,2)	89,9%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(0,2)	(3,7)	3,5	94,6%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	**40,9**	**403,6**	**(362,7)**	**89,9%**
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	204,4	182,5	21,9	12,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	**245,3**	**586,1**	**(340,8)**	**58,1%**

El flujo de actividades de operación al 31 de marzo de 2025 reflejó un saldo positivo de US$ 240,9 millones, en comparación con los US$ 601,1 millones registrados al 31 de marzo de 2024. El flujo utilizado en actividades de inversión ascendió a US$ 151,5 millones al 31 de marzo de 2025, en comparación con los US$ 135,1 millones registrados al 31 de marzo de 2024. Este aumento se explica principalmente por mayores inversiones de capital. El flujo de actividades de financiamiento al 31 de marzo de 2025 reflejó una salida neta de fondos por US$ 48,3 millones, comparado con US$ 58,6 millones al 31 de marzo de 2024. En ambos períodos, esta utilización se relaciona con la ejecución de pagos de intereses de deuda con el público (bonos), y amortización de arrendamientos financieros. Finalmente, el saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo ascendió a US$245,3 millones al 31 de marzo de 2025 que se compara con US$586,1 millones al 31 de marzo de 2024.

5.- EBITDA

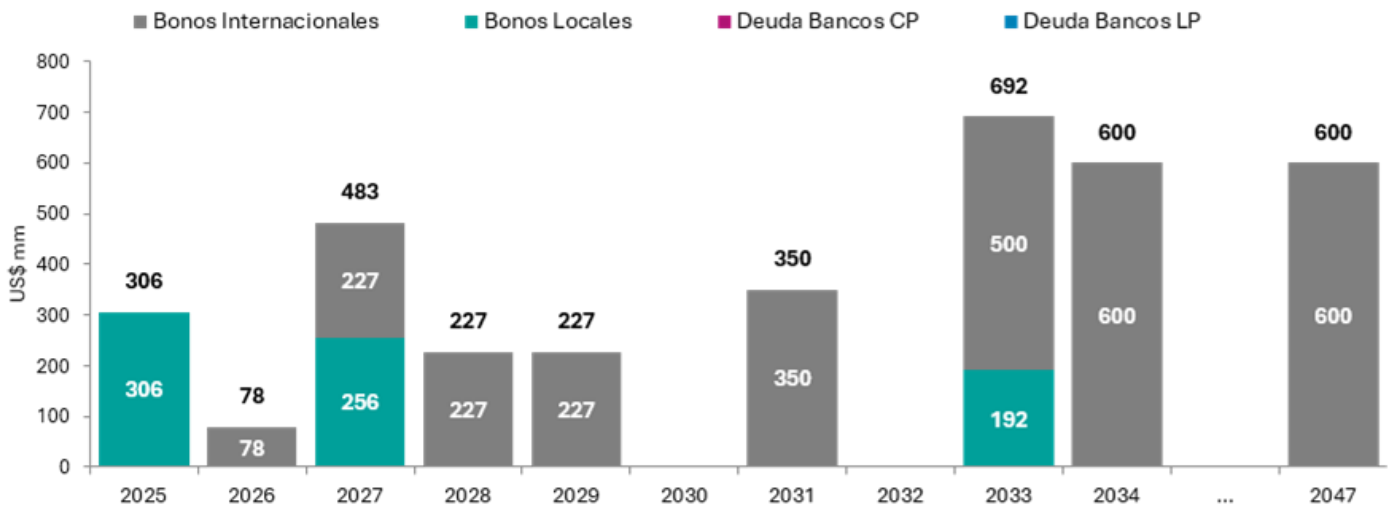
El EBITDA de US$296,3 millones al 31 de marzo de 2025, se compara con los US$248,0 millones obtenidos en el mismo periodo del año 2024, el detalle es el siguiente:

EBITDA	mar-25	mar-24	Var. US$	% Var. Abs.
Resultado Operacional	**196,7**	**142,6**	**54,1**	**37,9%**
Depreciación, amortización y cuota de agotamiento	94,5	91,3	3,2	3,5%
Otros cargos a resultados	5,1	14,1	(9,0)	63,8%
EBITDA	**296,3**	**248,0**	**48,3**	**19,5%**
EBITDA LTM	**1.114,5**	**1.184,1**	**(69,6)**	**5,9%**

Al 31 de marzo de 2025 la contribución al EBITDA por parte de R&C es de US$204,0 millones, en tanto que E&P, considerando tanto Magallanes así como las operaciones internacionales, alcanzó los US$102,7 millones. Además de costos corporativos ascendentes a US$ 10,3 millones.

6.- PERFIL AMORTIZACIÓN DE CAPITAL ENAP AL 31 DE MARZO DE 2025

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		mar-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente (1)	(veces)	1,51	1,47	0,04	2,7%
Razón Ácida (2)	(veces)	0,85	0,76	0,09	11,8%

(1) Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		mar-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Razón de endeudamiento (1)	(veces)	2,01	2,97	(0,96)	32,3%
Razón de endeudamiento financiero neto (2)	(veces)	1,28	1,35	(0,07)	4,9%
Razón de endeudamiento financiero, corriente (3)	(porcentaje)	10,96	10,34	0,62	6,0%
Razón de endeudamiento financiero, no corriente (4)	(porcentaje)	89,04	89,66	(0,62)	0,7%
Cobertura de gastos financieros (5)	(veces)	5,96	5,55	0,41	7,3%
Razón de deuda financiera neta a EBITDA (6)	(veces)	2,87	3,00	(0,13)	4,2%

(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		**mar-25**	**dic-24**	**Var.**	**% Var. Abs.**
Activos totales [1]	(Millones US$)	7.467,3	7.397,3	70,0	0,9%
Activos promedio [2]	(Millones US$)	7.432,3	7.257,0	175,3	2,4%
Inventarios		**mar-25**	**dic-24**	**Var.**	**% Var. Abs.**
Rotación de inventarios [3]	(veces)	7,96	7,81	0,15	1,9%
Permanencia de inventarios [4]	(meses)	1,51	1,54	(0,03)	2,1%

[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		mar-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio [1]	(porcentaje)	17,63	19,63	(2,00)	10,2%
Rentabilidad de activos [2]	(porcentaje)	5,75	5,62	0,13	2,3%

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

[2] Rentabilidad de activos = Resultado últimos 12 meses / Activos Totales promedio últimos doce meses

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

Durante el primer trimestre de 2025, el precio del petróleo crudo Brent ICE promedió 75,0 dólares por barril (US$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, esto es, 6,8 US$/bbl por debajo de igual periodo del 2024 (81,8 US$/bbl). Por su parte, el crudo WTI de EE. UU., promedió 71,4 US$/bbl, 5,5 US$/bbl por debajo de enero-marzo 2024 (76,2 US$/bbl).

Contexto mercado del petróleo

En el primer trimestre, los precios del petróleo fluctuaron entre 70 y 82 US$/bbl, destacando un inicio del año con una tendencia alcista que superó los 82 US$/bbl, el máximo registrado durante este año. Este incremento fue impulsado por una combinación de factores: las sanciones de EE. UU. a Rusia, los inventarios en niveles mínimos históricos y un invierno crudo, que generaron expectativas positivas en el mercado global.

A partir del inicio del nuevo mandato de Donald Trump, el 20 de enero, los precios comenzaron a descender y a volverse más volátiles. Este cambio estuvo influenciado por diversos factores, entre los cuales se incluyen:

Factores a la baja:

- **Declaración de crisis energética en EE. UU.**, junto con las políticas de la nueva administración de Donald Trump que impulsarán un aumento en la producción de crudo y gas de este país.

- **Propuesta de aranceles** por parte de EE. UU. a México, Canadá y China que generó incertidumbre y dio lugar a una guerra comercial.
  - México y Canadá son los principales proveedores de crudo a EE. UU., representando Canadá un 62% y México un 7% del total de sus importaciones en 2024.
  - Durante enero 2025, las importaciones de México cayeron un 34% respecto al mismo periodo del 2024.
  - China es el principal destino de exportaciones de propano de EE. UU. (32% de sus exportaciones), lo que representa el 60% de las importaciones de propano de China.
  - El 2 de abril, el presidente Trump impuso una serie de aranceles a 184 países.

- **Expectativa de aumento de producción por parte de la OPEP+**, generó preocupación por un posible exceso de oferta, así como dudas sobre la efectividad de la medida para equilibrar el mercado global.
  - La OPEP+ tiene programado el retorno parcial de su producción desde mayo por sobre 400 kbd

Factores al alza:

- **Factores geopolíticos:**
  - Nuevas restricciones al sector energético ruso y a la industria petrolera de Irán y Venezuela, junto a sanciones a naves transporten crudo de estos países.

- Incumplimiento del alto al fuego en el conflicto Israel-Hamás, reinició los ataques en el Mar Rojo, y la imposición de nuevas sanciones a Irán.
- Conflicto Rusia-Ucrania: la propuesta de un alto al fuego de 30 días, como primer paso para garantizar la seguridad en el mar Negro y retomar el flujo comercial, sigue en discusión ante la falta de garantías y los distintos puntos de vista en la negociación por ambos países.

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

Los márgenes de refinación en la Costa del Golfo de EE.UU. retrocedieron, afectados por la caída del margen internacional del diésel, afectado por una menor demanda en China y Europa durante el 4Q24 y 1Q25. Durante todo el primer trimestre, los márgenes del diésel se mantuvieron por debajo de los niveles de 2024 en 6,9 US$/bbl (24%). A pesar de ello, los márgenes en USGC se mantuvieron por sobre los dos dígitos, respaldados por mantenciones programadas en EE. UU., así como detenciones no programadas ante factores climáticos.

- 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.

Gasolinas

El precio de la gasolina Unleaded 87 waterborne en USGC promedió 87,6 US$/bbl, una disminución de 11,3 US$/bbl respecto mismo periodo el año anterior, cuando se situó en 98,9 US$/bbl. El diferencial de precio de la gasolina respecto al Brent Ice promedió 12,7 US$/bbl; 4,5 US$/bbl inferior al mismo período en 2024 (17,2 US$/bbl).

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

- La menor disponibilidad de refinación debido a mantenimiento programado y las interrupciones inesperadas
- Demanda local se mantuvo débil, en línea con la temporada de bajas temperaturas
- La producción en el 1Q-2025 promedió 9,3 millones de barriles diarios, 100 mil barriles menos que en 2024, lo que contribuyó a la recuperación del crack.
- Al cierre del trimestre, la transición a gasolina de verano en el hemisferio norte, la cual tiene de un mayor costo de producción, impulsó los márgenes.

El valor del octano se cotizó en 1,4 US$/bbl, 0,6 US$/bbl menos que en el mismo período del año anterior, debido a una menor demanda estacional. En contraste, en 2024 alcanzó máximos históricos para esta época del año, llegando a 2 US$/bbl, impulsado por una oferta limitada de componentes de alto octanaje y una amplia disponibilidad de naftas de bajo octanaje.

Diésel

El precio promedio del diésel de bajo azufre en USGC fue de 97,1 US$/bbl, una caída de 13,7 US$/bbl respecto al mismo periodo de 2024. El diferencial de precio del diésel respecto al Brent Ice promedió 22,1 US$/bbl; 6,9 US$/bbl inferior al primer trimestre 2024 (29,0 US$/bbl).

Los márgenes de refinación encontraron un sustento en los 20 US$/bbl, apoyados por:

- Las bajas temperaturas en enero impulsaron la demanda de calefacción, alcanzando un consumo total de ~4,6 mn bl/d (semana del 31 de enero, según reporte de EIA), el nivel más alto desde marzo de 2022. Durante el primer trimestre el consumo de diésel de EE.UU. aumentó en un 7% versus igual período de 2024, lo que ha llevado a que los stocks se encuentren bajo el año 2024 y el promedio de los últimos 5 años.
- Además, el incremento en las exportaciones, especialmente hacia Europa, marcó un récord para esta época del año, alcanzando 1,3 mn bl/d. ante el mantenimiento de refinerías europeas y los continuos riesgos de suministro derivados del conflicto en Medio Oriente.

Fuel Oil

El precio del fuel oil Nº6 de 3% de azufre registró un promedio de 67,5 US$/bbl, similar al periodo enero-marzo del 2024. El diferencial respecto al Brent Ice promedió -7,5 US$/bbl, lo que representa un aumento anual de 6,9 US$/bbl.

- Los crack del fuel oil se mantienen respaldados por una mayor demanda de combustible para transporte marítimo, debido a los viajes más largos ante el bloqueo de los Hutíes en el Mar Rojo.
- Los stocks de fuel en EE.UU. se encuentran en niveles mínimos, inferiores al promedio de los últimos 5 años.

Tarifas de flete USGC-Chile

En lo que va del año, han promediado 6,8 US$/bbl, 3,2 US$/bbl menos que en el mismo período de 2024 (10,1 US$/bbl), favorecidas por un flujo constante en el Canal de Panamá, que en 2024 estaba afectado por la sequía.

Gas natural

El precio del Gas Natural, según el marcador Henry Hub de EE.UU., promedió 3,9 US$/MMBTU en el primer trimestre del 2025, 1,8 US$/MMBTU superior al año 2024 (2,1 US$/MMBTU).

Los precios del marcador Henry Hub han seguido una tendencia al alza, hasta un máximo histórico de 4,5 US$/MMBtu en marzo, nivel no visto desde diciembre del 2022.

- La demanda de gas natural se vio fortalecida por las bajas temperaturas del invierno del hemisferio norte, y creció a una tasa promedio de 9% en el primer bimestre de 2025
- En consecuencia, los inventarios de gas natural bajaron a fines de febrero a 15 días de consumo, nivel no visto desde el invierno de 2022
- Las exportaciones de gas natural licuado subieron un 13% en promedio durante el primer bimestre (de 12,6 a 14,2 Bcf/d)

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).

* * * * * *