



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2026**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2026

El propósito de este documento es facilitar el análisis de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, para el periodo terminado al 31 de marzo de 2026, y su comparación con el período terminado al 31 de diciembre de 2025, en cuanto a los saldos de balance; en tanto que, para las cifras de resultado, su comparación es con el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2025.

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

1.- RESUMEN EJECUTIVO

Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) registró una utilidad de US\$ 200,3 millones al 31 de marzo de 2026 en comparación con los US\$ 129,4 millones obtenidos en el primer trimestre del año anterior. Este desempeño no responde solo a factores de mercado, sino que también refleja mejoras operacionales y de gestión (mix/producción propia y eficiencias asociadas), como se ha venido apreciando desde el ejercicio 2022 a la fecha. Este mayor resultado en la utilidad se explica principalmente por el aumento del margen bruto, que alcanzó los US\$ 351,2 millones (US\$293,6 millones en primer trimestre de 2025), impulsado por: i) una mayor venta de producción propia de productos de mayor margen de contribución, clasificados internamente como “valiosos”, principalmente gasolinas, diésel y kerosenes (+118 Mm³), en el marco de la priorización/cambio del mix (mayor participación de producción propia valiosa en sustitución de importaciones y de productos “no valiosos”, tales como GLP, petróleo combustible (fuel oil y propileno), ii) un menor costo en canasta de compra de crudos (-0,3 US\$/bbl) y iii) el aumento en el crack internacional promedio del trimestre (+3,4 US\$/bbl). Estos efectos fueron compensados parcialmente por mayores costos indirectos asociados al alza en el precio de la materia prima.

En cuanto al resultado por líneas de negocio, Refinación y Comercialización (R&C) alcanzó un Resultado Antes de Impuestos (RAI) de US\$ 229,0 millones, superior a los US\$ 143,3 millones del año anterior. Este aumento se explica por una combinación de priorización de producción propia y cambio en el mix de ventas, junto con mayores márgenes internacionales de refinación, destacando el alza en diésel, que pasó de 22,1 US\$/bbl a 38,6 US\$/bbl, y en gasolinas, que aumentaron de 12,7 US\$/bbl a 15,1 US\$/bbl. Adicionalmente, la priorización de producción propia y el cambio en el mix de ventas refuerzan el resultado operacional del trimestre, complementando el efecto de márgenes internacionales. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento de costos indirectos asociados al alza en el precio de la materia prima.

Por su parte, Exploración y Producción (E&P) reportó un RAI de US\$ 45,8 millones, en comparación con los US\$ 55,1 millones obtenidos en primer trimestre de 2025. De este total, US\$ 47,8 millones corresponde a las operaciones internacionales de ENAP (Ecuador y Egipto), mientras que la operación en Magallanes registró un resultado de US\$ -2,0 millones.

En E&P internacional (Ecuador y Egipto), el RAI ascendió a US\$ 47,8 millones, lo que representa un aumento de US\$ 1,2 millones respecto del primer trimestre de 2025. Esta variación positiva se explica por mayores ingresos de crudo asociados principalmente al aumento del precio del Brent y a un ajuste correspondiente por inflación de las tarifas que percibe la filial de Ecuador; junto con un mayor volumen explicado por una base de comparación más baja en 2025, producto de la suspensión de bombeo por eventos exógenos en el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE). Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores costos de ventas debido al mayor cargo por agotamiento (*depletion*) y mayor distribución de utilidades en Ecuador, consistente con los mejores resultados registrados.

En E&P Magallanes, el RAI ascendió a US\$ -2,0 millones, lo que representa una disminución de US\$ 10,5 millones respecto del primer trimestre de 2025. Esta disminución se explica principalmente por menores ingresos y mayor estructura de costos en el período.

El EBITDA Consolidado de ENAP al 31 de marzo de 2026 ascendió a US\$ 367,2 millones, lo que representa un incremento de 23,9% respecto de los US\$ 296,3 millones obtenidos en el primer trimestre de 2025.

-0-

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	mar-26	mar-25	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos de actividades ordinarias	2.348,7	2.321,3	27,4	1,2%
Costos de ventas	(1.997,6)	(2.027,7)	30,1	1,5%
Margen bruto	351,2	293,6	57,6	19,6%
Otros ingresos, por función	8,0	1,2	6,8	>100,0%
Costos de distribución	(69,8)	(63,0)	(6,8)	10,8%
Gastos de administración	(25,3)	(20,9)	(4,4)	21,1%
Otros gastos, por función	(7,4)	(14,2)	6,8	47,9%
Ganancia de actividades operacionales	256,6	196,7	59,9	30,5%
Ingresos financieros	7,2	4,7	2,5	53,2%
Costos financieros	(46,5)	(48,6)	2,1	4,3%
Participación en asociadas	18,5	17,8	0,7	3,9%
Diferencias de cambio	10,4	(10,7)	21,1	>100,0%
Ganancia antes de impuestos	246,3	159,9	86,4	54,0%
Gasto por impuestos a las ganancias	(46,0)	(20,1)	(25,9)	>100,0%
Ganancia procedente de operaciones continuadas	200,3	139,8	60,5	43,3%
Pérdida después de impuestos de las operaciones discontinuadas	0,0	(10,2)	10,2	100,0%
Ganancia del período	200,3	129,4	70,9	54,8%

A. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias aumentaron un 1,2% al 31 de marzo de 2026 respecto al año anterior, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Ingresos de Actividades Ordinarias	mar-26	mar-25	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	1.882,2	1.812,6	69,6	3,8%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	198,0	220,6	(22,6)	10,2%
Ingresos por ventas E&P	168,4	169,3	(0,9)	0,5%
Ingresos por ventas gas natural importado	94,1	112,0	(17,9)	16,0%
Otros ingresos	6,0	6,8	(0,8)	11,8%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	2.348,7	2.321,3	27,4	1,2%

Los ingresos por ventas de productos propios en R&C aumentaron en US\$ 69,6 millones (3,8%) en comparación con el mismo periodo del año anterior, explicado por un aumento en el volumen de ventas de producción propia en 97,3 Mm³ al pasar de los 2.903,9 Mm³ a 3.001,2 Mm³ (3,3%), impulsado por un cambio en el mix de ventas, con una mayor participación de productos propios respecto a productos importados, consistente con una estrategia de priorización de producción propia, lo cual se complementa con mayores precios de venta, desde un promedio de 99,2 US\$/bbl en el primer trimestre de 2025 a 99,7 US\$/bbl en el mismo periodo de 2026 (0,5%).

Los ingresos asociados a la venta de productos importados en R&C, tales como diésel y gasolinas, disminuyeron en US\$22,6 millones (-10,2%), respecto al primer trimestre del año 2025, explicado por un cambio en el mix de venta de productos, lo que implicó un menor volumen de ventas por 49,4 Mm³, al pasar de 318,3 Mm³ a 268,9 Mm³ (-15,5%), compensado parcialmente por un mayor precio de venta promedio de la canasta de productos, que

pasó de los 110,2 US\$/bbl en el primer trimestre del año 2025 a 117,1 US\$/bbl en mismo periodo del año 2026 (6,2%).

Los ingresos por venta en E&P en el exterior (Ecuador y Egipto) al 31 de marzo de 2026 ascendieron a US\$ 99,7 millones, lo que representa un aumento de US\$ 7,3 millones en comparación con primer trimestre de 2025 (US\$ 92,5 millones), explicado principalmente por un efecto precio positivo debido al mayor precio del Brent (Real 2026: 78,4 US\$/bbl; Real 2025: 75,0 US\$/bbl) y ajuste por inflación de las tarifas que percibe la filial en Ecuador. Adicionalmente, existe un efecto volumen positivo en Ecuador explicado por una base de comparación más baja en 2025 producto del evento exógeno SOTE, que se contrarresta en parte por la declinación natural en Egipto.

Los ingresos por venta de E&P en Magallanes al 31 de marzo de 2026 ascendieron a US\$ 68,7 millones, en comparación con los US\$ 76,8 millones en primer trimestre de 2025, registrándose una disminución de US\$ 8,1 millones (-10,5%). Esta disminución se explica principalmente por menores ingresos por venta de LPG y condensado como consecuencia de la contingencia en Posesión en el mes de diciembre de 2025 compensado parcialmente por mayores ventas de gas a clientes residenciales y a empresas.

Los ingresos por venta de gas natural importado disminuyeron en US\$17,9 millones, explicado principalmente por menor valor del Brent utilizado como referencia en los precios de venta a los clientes y en menor medida por menores retiros de clientes segmento termoelectrico. En promedio, el Brent fue 12,1% inferior respecto de 2025.

Finalmente, los ingresos asociados a la compensación del Estado de Chile, que cubre el precio de gas estabilizado para el suministro de gas residencial y comercial en la Región de Magallanes, ascendieron al equivalente de US\$14,1 millones en el primer trimestre de 2026, cifra que se compara con los US\$13,5 millones equivalentes percibidos durante el primer trimestre de 2025.

B. COSTOS DE VENTAS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costos de Ventas	mar-26	mar-25	Var. US\$	% Var. Abs.
Costos por compra de crudo	(1.403,7)	(1.375,7)	(28,0)	2,0%
Costos operacionales no crudo	(244,7)	(249,5)	4,8	1,9%
Costo de producción E&P	(106,7)	(101,2)	(5,5)	5,4%
Costos de productos importados	(176,0)	(215,9)	39,9	18,5%
Costo por venta de gas natural	(66,5)	(85,4)	18,9	22,1%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	(1.997,6)	(2.027,7)	30,1	1,5%

Los costos por compra de crudo se incrementaron en US\$ 28,0 millones (2,0%) durante el primer trimestre de 2026. Este aumento se debe principalmente al mayor volumen costado de producción propia que pasó de 2.903,9 Mm³ a 3.001,2 Mm³ (3,3%), parcialmente compensado por un menor costo promedio de la materia prima, desde los 75,3 US\$/bbl en primer trimestre de 2025 a 74,4 US\$/bbl en primer trimestre de 2026 (-1,3 US\$/bbl).

Los costos asociados a la compra de productos importados en R&C, disminuyeron en US\$ 39,9 millones (-18,5%), respecto a primer trimestre de 2025. Esta disminución se explica por un cambio en el mix de productos vendidos, lo que resultó en un menor volumen de ventas de 49,4 Mm³, al pasar de 318,3 Mm³ a 268,9 Mm³ (-15,5%), complementado con un menor precio de costo promedio de la canasta de productos, que disminuyó desde los 107,9 US\$/bbl en primer trimestre de 2025 hasta los 104,1 US\$/bbl en primer trimestre de 2026.

Los costos operacionales no crudo disminuyeron en US\$ 4,8 millones (1,9%), debido principalmente a la ausencia de efectos extraordinarios ocurridos en el primer trimestre de 2025, como la caída del sistema eléctrico (febrero de 2025), que en dicho período incrementó los costos variables.

El costo de producción de E&P aumentó en US\$ 5,5 millones, impulsado por un incremento de US\$ 3,3 millones en los costos de las operaciones internacionales, explicado principalmente por un mayor costo de la cuota de agotamiento y mayor impuesto por participación laboral y mayor distribución de utilidades, en línea con mejores resultados en Ecuador. Lo anterior, se compensa parcialmente con menores costos en Ecuador por menor actividad de workover y menor consumo diésel; junto con menores costos en Egipto por menor actividad.

Los costos de venta del gas natural importado disminuyeron en US\$18,9 millones, explicado principalmente por un menor costo de suministro del GNL, asociado a una mayor disponibilidad de gas natural argentino.

C. MARGEN BRUTO

El Margen Bruto Consolidado, en el primer trimestre de 2026, alcanzó los US\$ 351,2 millones, lo que representa un aumento de US\$ 57,6 millones respecto del primer trimestre de 2025 (19,6%).

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

Refinación y Comercialización (R&C)	US\$ 295,6 millones
Exploración y Producción (E&P)	US\$ 61,7 millones

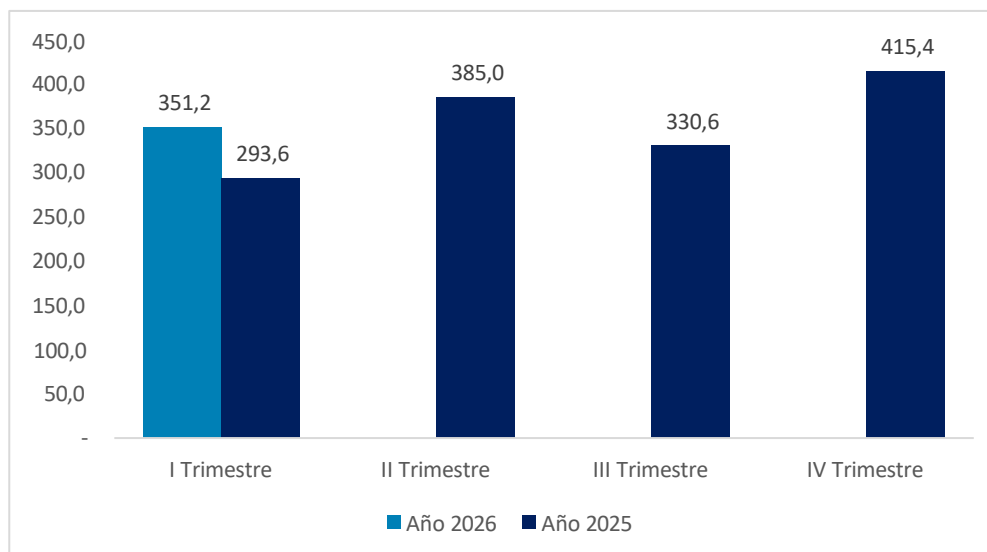
El Margen Bruto consolidado considera un costo corporativo de US\$ 6,1 millones, alcanzando un total de US\$ 351,2 millones.

El Margen Bruto de R&C de US\$ 295,6 millones alcanzado en primer trimestre de 2026 se compara con los US\$ 228,3 millones obtenidos en primer trimestre de 2025. Este aumento se atribuye principalmente a: (i) un aumento en los márgenes internacionales de refinación (ii) la mayor venta de producción propia de productos “valiosos” (+118 Mm3) y el cambio en el mix (mayor participación de producción propia en sustitución de importaciones y de productos “no valiosos”); y (iii) menores costos logísticos asociados a la internación de productos.

Por otro lado, el Margen Bruto de E&P en el exterior aumentó desde US\$ 42,4 millones en primer trimestre de 2025 a US\$ 46,3 millones en primer trimestre de 2026. Este aumento se explica por mayores ingresos debido al alza del precio internacional de crudo Brent y efecto volumen positivo, explicado por una base de comparación más baja en 2025. En oposición, existe un alza en los costos operacionales en Ecuador.

El Margen Bruto de E&P en Magallanes ascendió a US\$ 15,4 millones en primer trimestre de 2026 que se comparan con los US\$ 25,7 millones obtenidos en primer trimestre de 2025, una disminución de US\$ 10,3 millones. Esta disminución se explica principalmente por menores ingresos y mayor estructura de costos en el período.

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\$ 6,8 millones, desde US\$ 63,0 millones en el primer trimestre de 2025 a US\$ 69,8 millones en primer trimestre de 2026. Este incremento se debe principalmente a mayores costos de fletes marítimos a nivel internacional.

Los Gastos de administración por función presentan un aumento de US\$ 4,4 millones, al pasar de US\$ 20,9 millones en primer trimestre de 2025 a US\$ 25,3 millones en primer trimestre de 2026, este aumento se explica principalmente por la apreciación del peso chileno respecto del dólar (8,8%) y por el efecto del IPC de 2025 (3,5%).

Los Otros gastos por función presentan una disminución de US\$ 6,8 millones, al pasar de US\$ 14,2 millones en primer trimestre de 2025 a US\$ 7,4 millones en primer trimestre de 2026. Esta disminución se explica principalmente por un cargo de US\$ 7,4 millones realizado en 2025 por provisión de incobrables, el cual no se repitió en el primer trimestre de 2026.

Los Costos financieros disminuyeron en US\$ 2,1 millones, pasando de US\$ 48,6 millones en primer trimestre de 2025 a US\$ 46,5 millones en primer trimestre de 2026. Esta disminución se explica principalmente por la reducción de la deuda financiera en 2025.

El rubro Participación en asociadas aumentó en US\$ 0,7 millones, al pasar de US\$ 17,8 millones en primer trimestre de 2025 a US\$ 18,5 millones en primer trimestre de 2026. Este aumento se explica principalmente por mejores resultados atribuibles a Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A., Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. y GNL Chile S.A.

El rubro Diferencias de cambio presenta un resultado positivo de US\$ 10,4 millones en primer trimestre de 2026, que se compara con una pérdida de US\$ 10,7 millones obtenida en primer trimestre de 2025. Este resultado tiene relación con la apreciación del peso chileno y su efecto sobre saldos denominados en moneda local, cuentas por cobrar y pagar, obligaciones con proveedores y provisiones de personal.

Finalmente, el rubro Gasto por impuestos a las ganancias registró un mayor gasto de US\$ 25,9 millones y se explica principalmente por la generación de utilidad tributaria en la filial Enap Refinerías S.A., parcialmente compensada por la pérdida tributaria de la matriz, ENAP, considerando una tasa de impuesto global de 65%.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS					
	mar-26	dic-25	Var. US\$	% Var.	Abs.
Activos corrientes	2.664,7	1.778,4	886,3	49,8%	
Activos no corrientes	5.776,9	5.755,9	21,0	0,4%	
ACTIVOS	8.441,7	7.534,3	907,4	12,0%	

Al 31 de marzo de 2026, el total de activos registró un aumento neto de US\$ 907,4 millones en comparación con el total al 31 de diciembre de 2025.

El aumento de activos se explica principalmente por el incremento en inventarios, asociado al reconocimiento de ajustes a valor razonable y mayores costos unitarios de compra. El detalle de las principales variaciones es el siguiente:

- **Efectivo y equivalentes al efectivo** aumentó en US\$ 116,7 millones (24,6%) al pasar de US\$ 473,8 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 590,5 millones al 31 de marzo de 2026. Este aumento se debe a mayores flujos operacionales junto con una menor inversión en Propiedades, plantas y equipos.
- **Otros activos financieros corrientes** presentaron una disminución de US\$ 16,9 millones al pasar de US\$ 101,8 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 84,9 millones al 31 de marzo de 2026, principalmente por la posición de cierre de los *mark-to-market* de las coberturas de riesgo de tipo de cambio y de precios del crudo que registraron una variación neta de US\$ 16,9 millones.
- **Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes** aumentaron en US\$ 30,5 millones (8,8%) al pasar de US\$ 347,1 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 377,6 millones al 31 de marzo de 2026, este aumento se debe al mayor nivel de ventas al cierre de marzo de 2026 respecto a diciembre de 2025, dado el incremento en el precio de comercialización.
- **Cuentas por cobrar a entidades relacionadas** aumentaron en US\$ 45,4 millones (156,6%) al pasar de US\$ 29,0 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 74,3 millones al 31 de marzo de 2026. Este aumento se debe principalmente a un incremento del saldo con Ministerio de Hacienda por US\$ 48,8 millones asociado con el impuesto específico negativo en el diésel durante parte del mes de marzo.
- **Inventarios** presenta un aumento de US\$ 686,2 millones (83,9%) al pasar de US\$ 818,4 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 1.504,6 millones al 31 de marzo de 2026, debido al reconocimiento de un ajuste a valor razonable del inventario por US\$ 478,8 millones y un incremento en el volumen de crudo y productos de un 7%, con mayores costos unitarios de compra por US\$ 207,4 millones.

- **Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación** reflejan un aumento de US\$ 17,5 millones, al pasar de US\$ 225,9 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 243,4 millones al 31 de marzo de 2026, debido principalmente al reconocimiento de resultados devengados por US\$ 18,5 millones, neto de dividendos recibidos por US\$ 1,0 millón.
- **Propiedades, planta y equipo** disminuyó desde US\$ 3.769,6 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 3.767,6 millones al 31 de marzo de 2026, representando una disminución neta de US\$ 2,0 millones. Los principales movimientos de la cuenta se componen de adiciones por US\$ 99,8 millones (US\$49,8 millones corresponden a Línea de Negocios E&P y US\$ 50,0 millones a Línea de Negocios R&C), neto de depreciaciones y otros ajustes por US\$ 101,8 millones.
- **Activos por impuestos diferidos** aumentaron US\$ 11,2 millones (0,7%) al pasar de US\$ 1.544,0 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 1.555,2 millones al 31 de marzo de 2026, principalmente debido al incremento en las pérdidas tributarias de ENAP. La Empresa se encuentra evaluando diferentes alternativas que permitan la utilización de este activo diferido.

PASIVOS Y PATRIMONIO

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	mar-26	dic-25	Var	Var.% abs.
Pasivos financieros corrientes	308,0	119,4	188,6	158,0%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.009,1	675,9	333,2	49,3%
Otros pasivos corrientes	206,5	237,0	(30,5)	12,9%
Total pasivos corrientes	1.523,6	1.032,3	491,3	47,6%
Pasivos financieros, no corrientes	2.973,3	2.983,1	(9,8)	0,3%
Otros pasivos, no corrientes	458,9	367,9	91,0	24,7%
Total pasivos, no corrientes	3.432,2	3.351,0	81,2	2,4%
Total pasivos	4.955,8	4.383,3	572,5	13,1%
Patrimonio	3.485,9	3.151,0	334,9	10,6%
Total pasivos y patrimonio	8.441,7	7.534,3	907,4	12,0%

PASIVOS

Al 31 de marzo de 2026 los pasivos totales de la Empresa registraron un aumento de US\$572,5 millones respecto del cierre de 2025. Este aumento se explica principalmente por mayores cuentas por pagar comerciales y variaciones en instrumentos de cobertura. Algunas de las principales variaciones se detallan a continuación:

- **Pasivos financieros corrientes y no corrientes** presentaron un aumento de US\$ 178,8 millones. Este monto se compone de una disminución de US\$ 8,0 millones en el pasivo financiero medido a costo amortizado y un aumento de US\$186,8 millones en derivados financieros de cobertura, asociados a coberturas del riesgo de variación en el precio del crudo.
- **Cuentas por pagar comerciales** aumentaron en US\$ 333,3 millones, al pasar de US\$ 675,9 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 1.009,1 millones al 31 de marzo de 2026, explicado por mayores saldos con proveedores de crudo y productos, en línea con el incremento en el valor de inventarios.
- **Cuentas por pagar a empresas relacionadas** disminuyeron en US\$ 10,8 millones, al pasar de US\$ 23,3 millones al 31 de diciembre de 2025 a US\$ 12,4 millones al 31 de marzo de 2026, principalmente por el saldo por pagar a GNL Chile S.A., relacionados con la posición de cierre de las operaciones de compra de gas natural.

PATRIMONIO

Al 31 de marzo de 2026 el patrimonio aumentó en US\$334,9 millones (10,6%) respecto al cierre de 2025, explicado por la utilidad del período de US\$200,3 millones y por un efecto positivo de US\$134,6 millones asociado a coberturas de flujo de caja (instrumentos financieros TSS).

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo al 31 de marzo de 2026 y 2025 son los siguientes:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estados de Flujos de Efectivos	mar-26	mar-25	Var. US\$	% Var. Abs.
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	240,0	243,1	(3,1)	1,3%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(77,6)	(151,5)	73,9	48,8%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(49,7)	(50,5)	0,8	1,6%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	112,6	41,1	71,5	>100,0%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4,1	(0,2)	4,3	>100,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	116,7	40,9	75,8	>100,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	473,8	204,4	269,4	>100,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	590,5	245,3	345,2	>100,0%

El flujo de actividades de operación en primer trimestre de 2026 registró un saldo positivo de US\$ 240,0 millones, en comparación con los US\$ 243,1 millones registrados en primer trimestre de 2025, esta variación se explica principalmente por el resultado operacional del período. El flujo utilizado en actividades de inversión ascendió a US\$ 77,6 millones en primer trimestre de 2026, en comparación con los US\$ 151,5 millones registrados en primer trimestre de 2025. Esta disminución se explica principalmente por menores adiciones de Propiedades, planta y equipo. El flujo de actividades de financiamiento en primer trimestre de 2026 reflejó una salida neta de fondos por US\$ 49,7 millones, en comparación con US\$ 50,5 millones en primer trimestre de 2025. En ambos períodos, esta salida se relaciona con la ejecución de pagos de intereses financieros. Finalmente, el saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo ascendió a US\$590,5 millones al 31 de marzo de 2026, en comparación con US\$245,3 millones al 31 de marzo de 2025.

5.- EBITDA

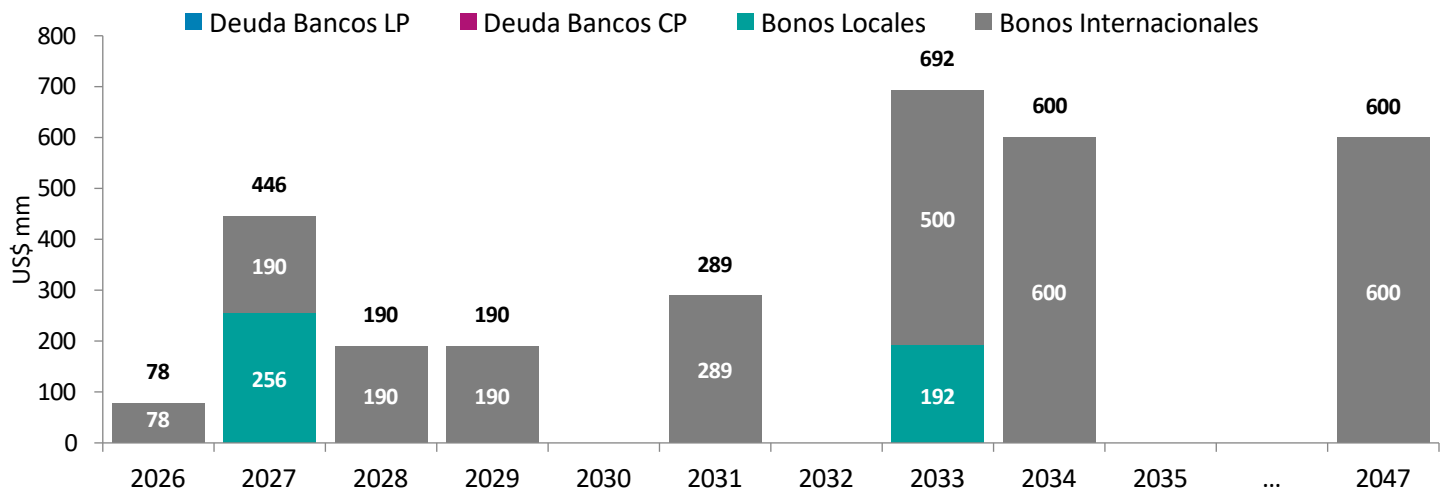
El EBITDA de US\$367,2 millones en el primer trimestre de 2026, se compara con los US\$296,3 millones obtenidos en el primer trimestre de 2025. El detalle es el siguiente:

EBITDA	mar-26	mar-25	Var. US\$	% Var. Abs.
Resultado Operacional	256,6	196,7	59,9	30,5%
Depreciación, amortización y cuota de agotamiento	104,7	94,5	10,2	10,8%
Otros cargos a resultados	5,9	5,1	0,8	15,7%
EBITDA	367,2	296,3	70,9	23,9%
EBITDA LTM	1.535,8	1.114,5	421,3	37,8%

Al 31 de marzo de 2026 la contribución al EBITDA de R&C fue de US\$ 275,9 millones, mientras que E&P alcanzó los US\$ 98,5 millones. Adicionalmente, se registraron costos corporativos por US\$ 7,2 millones.

6.- PERFIL AMORTIZACIÓN DE CAPITAL ENAP AL 31 DE MARZO DE 2026

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



* Instrumentos se muestran en este gráfico fijados sus valores por CCS

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-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,75	1,72	0,03	1,7%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,76	0,93	(0,17)	18,3%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		mar-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	1,42	1,39	0,03	2,3%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	0,72	0,80	(0,08)	10,3%
Razón de endeudamiento financiero, corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	9,39	3,85	5,54	143,8%
Razón de endeudamiento financiero, no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	90,61	96,15	(5,54)	5,8%
Cobertura de gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	9,88	9,15	0,73	7,9%
Razón de deuda financiera neta a EBITDA ⁽⁶⁾	(veces)	1,65	1,74	(0,09)	5,0%

⁽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		mar-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Activos					
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	8.441,7	7.534,3	907,4	12,0%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	7.988,0	7.465,8	522,2	7,0%
Inventarios		mar-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	6,29	7,92	(1,63)	20,6%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,91	1,52	0,39	25,5%

⁽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-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	27,68	30,75	(3,07)	10,0%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	11,50	11,36	0,14	1,2%

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

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

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

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

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

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

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

La evaluación de deterioro del valor de los activos se realiza a fin de verificar si existe algún indicio que el valor libro sea 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 marzo de 2026, el precio del petróleo crudo Brent ICE promedió 78,4 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, esto es, 3,4 US\$/bbl por sobre el mismo periodo del 2025 (75,0 US\$/bbl). Por su parte, el crudo WTI de EE. UU., promedió 72,7 US\$/bbl, 1,3 US\$/bbl por sobre el primer trimestre de 2025 (71,4 US\$/bbl).

Contexto mercado del petróleo:

Durante el primer trimestre, los precios del Brent fluctuaron en un amplio rango, reflejando una elevada volatilidad durante el período, iniciando el año en torno a los 60 US\$/bbl y alcanzando máximos sobre los 110 US\$/bbl, con episodios puntuales por sobre los 118 US\$/bbl, marcando el nivel más alto del período.

Este contexto de mercado, caracterizado por una alta volatilidad en los precios del crudo y un aumento significativo en los márgenes de refinación – particularmente en diésel –, tuvo impacto directo en los resultados operacionales de la Empresa durante el período.

En enero, las alzas fueron impulsadas por las condiciones climáticas adversas en EE.UU. que afectaron producción e inventarios, y una demanda europea firme que ajustó los balances del Atlántico. A ello se sumaron tensiones en torno a Venezuela a comienzos de año, que generaron incertidumbre sobre la continuidad de sus exportaciones, junto con la mantención de recortes por parte de OPEP+, reforzando la percepción de estrechez en el mercado.

En febrero, el Brent promedió en torno a los 70 US\$/bbl; sin embargo, las expectativas de una eventual flexibilización de recortes de OPEP+ desde abril comenzaron a moderar el mercado. No obstante, hacia fines de mes, la escalada del conflicto entre EE.UU., Israel e Irán impulsó nuevamente los precios, elevándolos a niveles no vistos desde el inicio del conflicto entre Rusia y Ucrania, en 2022, en un contexto de riesgo sobre rutas clave como el Estrecho de Ormuz, por donde transita cerca del 20% del suministro global de crudo.

A la fecha, los siguientes factores han sido determinantes en los precios del petróleo:

Factores a la baja:

- **Expectativa de aumento de producción por parte de la OPEP+,**
 - Hubo 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 abril por sobre 206 kbd.
- **Propuesta de aranceles por parte de EE. UU.**
 - El gobierno de Estados Unidos ha fijado un arancel global del 10% y se ha indicado que posiblemente éste podría aumentar a un 15% dependiendo de la evolución política.

- **Mayor producción de Venezuela y su entrada al mercado**

Luego de los acontecimientos del 3 de enero de 2026, las reservas petroleras venezolanas volvieron a estar en la mira.

- La producción petrolera de Venezuela aumentó un 10% y volvió a superar el millón de barriles por día en febrero, primera vez desde junio de 2019. En marzo alcanzó los ~1,1 millones de barriles diarios.
- El país permitió la entrada de capital privado y extranjero en su industria mediante una reforma en su Ley Orgánica de Hidrocarburos durante negociaciones con EE.UU.
- Se espera que para el resto del año 2026, la producción petrolera pueda alcanzar los 1,2 millones de barriles día en promedio.
- Las exportaciones de crudo venezolano aumentaron un 40% el primer trimestre en comparación al mismo periodo del 2025 y un 29,6% por sobre los niveles del 4Q25.

- **Apertura temporal a crudo ruso para aliviar la oferta**

- Para paliar la escasez de suministro ante el conflicto en Medio Oriente, Washington anunció el 5 de marzo una exención de sanciones de 30 días para las compras de petróleo ruso en alta mar a compradores indios. Esta medida se extendió a todos los compradores el 12 de marzo.

Factores al alza:

- **Conflictos en Medio Oriente:**

Desde el inicio del conflicto el 28 de febrero, los precios del petróleo superaron los 100 US\$/bbl, en un contexto donde el conflicto, inicialmente esperado de corta duración, se ha extendido por más de un mes, afectando infraestructura energética clave y provocando el cierre del Estrecho de Ormuz, por donde transita cerca del 20% del suministro mundial.

- El tráfico marítimo en Ormuz se ha reducido en torno a un 94% desde el inicio del conflicto con Irán, intensificando significativamente los riesgos sobre el abastecimiento global. En respuesta a estas disrupciones, la AIE anunció la liberación de 400 millones de barriles de las reservas estratégicas de sus países miembros, para abordar las perturbaciones derivadas del conflicto. Por su parte, Japón liberó 80 millones de barriles desde sus reservas estratégicas, tanto gubernamentales como privadas, a partir del 16 de marzo.
- Adicionalmente, Estados Unidos suspendió temporalmente la Ley Jones por un período de 60 días, permitiendo el uso de buques extranjeros en el cabotaje estadounidenses, con el objetivo de mitigar disrupciones en el mercado energético.
- En paralelo, Irán ha intensificado los ataques contra infraestructura energética en el Golfo, afectando activos en Qatar, Emiratos Árabes Unidos, Arabia Saudita y Kuwait, incluyendo instalaciones clave como Ras Laffan —responsable de cerca del 20% del suministro global de GNL—, y las refinerías Ras Tanura, 550 kbd y Ruwais, 450 kbd entre otras, elevando significativamente el riesgo sobre el suministro energético global.

- **Conflicto Rusia–Ucrania sin resolver:**

- La infraestructura energética de ambos países continúa siendo blanco de ataques, generando incertidumbre sobre su suministro. A pesar de los avances en las conversaciones a través de mediadores, un acuerdo de paz no se vislumbra en el corto plazo.

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

Los márgenes de refinación en la Costa del Golfo de EE.UU. registraron un aumento importante, impulsados por la mejora en el margen internacional del diésel. A lo largo del primer trimestre, los márgenes del diésel se ubicaron en promedio 16,5 US\$/bbl por encima de los niveles de 2025, lo que equivale a un incremento de 74%.

- 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.
- En marzo, el cierre del estrecho de Ormuz ante la escalada en el conflicto de Medio Oriente impulsó los precios y los cracks de productos. El cierre del estrecho y los ataques a refinerías, han afectado las exportaciones de destilados medios a Europa en 300 kbd de jet y 300 kbd de diésel, los que han debido abastecerse principalmente desde la USGC.

Gasolinas

El precio de la gasolina Unleaded 87 en USGC promedió 93,9 US\$/bbl, un aumento de 6,3 US\$/bbl respecto al mismo período del año anterior, cuando se situó en 87,6 US\$/bbl. El diferencial de precio de la gasolina respecto al Brent ICE promedió 15,1 US\$/bbl, 2,4 US\$/bbl por sobre al mismo período en 2025 (12,7 US\$/bbl).

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

- La menor disponibilidad de refinación, debido a mantenimientos programados y a interrupciones inesperadas asociadas a una tormenta invernal que afectó al hemisferio norte durante enero.
- Durante el primer trimestre, los stocks de gasolina alcanzaron su nivel más alto desde 2024, en un contexto de demanda débil, la cual se ubicó en mínimos de los últimos cuatro años. Por su parte, los inventarios en el PADD 3 se mantienen en su máximo nivel histórico, en torno a 90 millones de barriles, un 7% por sobre el promedio de 5 años.
- A fines de febrero se dio inicio al cambio de especificación a gasolina de verano pasando de 13,5 a 9,0 psi, impulsando los cracks, pese a la baja demanda.
- Durante marzo, se observó una reducción de las importaciones de gasolina del PADD 1 producto de la guerra de Medio Oriente, lo que debió ser cubierto desde el USGC.

Diésel

El precio promedio del diésel de bajo azufre en USGC fue de 117,3 US\$/bbl, un alza de 20,3 US\$/bbl respecto al mismo período de 2025. El diferencial de precio del diésel respecto al Brent ICE promedió 38,6 US\$/bbl, 16,5 US\$/bbl superior al primer trimestre de 2025 (22,1 US\$/bbl).

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

- Las bajas temperaturas, producto de una tormenta invernal que afectó al hemisferio norte a fines de enero, impulsaron la demanda por calefacción, alcanzando en la semana más fría los 4,4 millones de bbl/d, lo que llevó al crack del diésel por sobre los 31 US\$/bbl.

- En enero, el incremento en las exportaciones, especialmente hacia Europa, ante el inicio de sanciones “reglas de origen” el 25 de enero que prohíben la compra de productos derivados de crudo ruso, elevó los envíos a 1,3 millones de bbl/d durante las primeras semanas del mes.
- El inicio del conflicto en Medio Oriente a fines de febrero impulsó adicionalmente los márgenes del diésel, ante la incertidumbre sobre el suministro, llevando los cracks a niveles no vistos desde el inicio de la guerra entre Rusia y Ucrania en 2022, acercándose a los 70 US\$/bbl.
- Europa se enfrenta a graves escasez de diésel y kerosene de aviación debido al cierre del Estrecho de Ormuz, En 2025 el Golfo Pérsico suministró el 60% de las importaciones de jet fuel de Europa y 30% de las importaciones de diésel. Estos flujos sustituyeron al suministro ruso prohibido en 2023, por lo que Europa perdió su proveedor actual y el anterior en menos de tres años.

Fuel Oil

El precio del fuel oil N°6 de 3% de azufre registró un promedio de 64,8 US\$/bbl, 2,6 US\$/bbl más bajo que el mismo periodo enero-marzo del 2025 (67,4 US\$/bbl). El diferencial respecto al Brent ICE promedió -14,0 US\$/bbl, lo que representa una caída de 6,6 US\$/bbl con respecto al mismo periodo del 2025.

- La mayor disponibilidad de crudo pesado venezolano en EE.UU. ha incrementado la producción de productos residuales en las refinerías del Golfo, elevando la oferta de fuel oil y presionando el crack a la baja.
- Este escenario se refleja en un aumento de los inventarios en la Costa del Golfo de EE.UU., que en promedio durante el primer trimestre se ubicaron 1,5 millones de barriles por sobre el mismo período de 2025 (+12%).

Tarifas de flete USGC-Chile

En lo que va del año, las tarifas han promediado 11,0 US\$/bbl, ubicándose 4,4 US\$/bbl por sobre el mismo periodo de 2025 (6,7 US\$/bbl).

El alza ha estado asociada a una mayor demanda de naves desde Europa, que incentivó las exportaciones hacia ese destino y redujo la disponibilidad de buques hacia la costa oeste de Sudamérica.

- En enero, las exportaciones hacia Europa superaron a las dirigidas a Sudamérica, tensionando la oferta de tonelaje y sosteniendo las tarifas en niveles elevados, lo que las llevó a alcanzar un máximo de 10,8 US\$/bbl.
- En marzo, con el conflicto en Medio Oriente las tarifas de transporte marítimo se han elevado a niveles históricos, alcanzando un máximo de 19,3 US\$/bbl.

Gas natural

El precio del gas natural, según el marcador Henry Hub de EE.UU, promedió 3,5 US\$/MMBTU en el primer trimestre de 2026, 0,4 US\$/MMBTU por debajo del mismo periodo de 2025 (3,9 US\$/MMBTU).

Durante enero, los precios del Henry Hub alcanzaron un máximo de 7,5 US\$/MMBTU a fines de mes, nivel no observado desde septiembre de 2022 impulsados por un aumento en la demanda asociado a condiciones invernales severas en el hemisferio norte.

No obstante, en el contexto de tensiones geopolíticas, los precios del gas natural en EE.UU. no han mostrado impactos significativos, debido a una amplia disponibilidad de inventarios.

- Se espera un aumento en las exportaciones de EE.UU. hacia Asia, sustituyendo parcialmente los suministros provenientes de Medio Oriente, lo que ejercerá presión alcista sobre los precios globales del GNL. No obstante, la capacidad de exportación de EE.UU. sería insuficiente para compensar completamente la pérdida de estos volúmenes, lo que podría derivar en eventuales tensiones de suministro.

10.- ANÁLISIS DE RIESGO

a.- Riesgo de mercado - precio del crudo

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

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

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

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

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

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

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

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

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

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

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

c.- Riesgo de negocio.

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

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

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

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

d. Riesgo de Operar Fuera del Marco Normativo Ambiental.

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

Además de las RCA, ENAP se encuentra sujeto al cumplimiento de las obligaciones contenidas en los Planes de Prevención y Descontaminación 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.

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).

* * * * *