



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

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

**EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO**

**2024**

El propósito de este documento es facilitar el análisis de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024, y su comparación con el período terminado el 31 de diciembre de 2023, en cuanto a los saldos de balance; en tanto que, para las cifras de resultado, su comparación es con el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2023.

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

## **1.- RESUMEN EJECUTIVO**

La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) obtuvo al 30 de septiembre de 2024 una utilidad de US\$ 326,4 millones, cifra inferior a los US\$564,7 millones alcanzados en el mismo período del año anterior, lo que representa una reducción de US\$238,3 millones en esta línea de resultados. Este resultado se explica por la disminución del margen bruto en términos nominales desde los US\$1.103,8 millones presentados al cierre de los primeros nueve meses de 2023 a los US\$763,7 millones obtenidos en el mismo período en 2024. Esta caída en el resultado se explica por la reducción de los márgenes de refinación internacionales, lo cual fue compensado parcialmente con la optimización del costo de la canasta de crudos.

En cuanto al resultado por Líneas de Negocio, la línea de Refinación y Comercialización (R&C) obtuvo un Resultado Antes de Impuesto (RAI) de US\$ 306,1 millones, que se compara con los US\$ 609,2 millones del año anterior. Esta reducción en los resultados se explica principalmente por una caída en el nivel de los márgenes de refinación internacionales promedio del período de 16,4 US\$/bbl en gasolinas y 21,3 US\$/bbl en diésel, cifra menor a los 27,4 US\$/bbl y 33,7 US\$/bbl observados durante el mismo período del año anterior, respectivamente, compensado parcialmente por disminución de costos por mejor gestión, en aspectos tales como sobrestadías, al tiempo que creció la proporción de producción de productos valiosos respecto del mismo trimestre del año anterior.

El EBITDA Consolidado de ENAP al 30 de septiembre de 2024 ascendió a US\$795,4 millones el cual se compara con US\$1.102,0 millones obtenidos en los primeros nueve meses del año 2023.

Por su parte, la línea de Exploración y Producción (E&P) obtuvo un RAI de US\$ 151,6 millones de los cuales US\$ 142,7 millones corresponden a las operaciones internacionales de ENAP (Argentina, Ecuador y Egipto) y US\$ 8,9 millones a la operación en Magallanes, resultado levemente inferior a la utilidad de US\$158,7 millones obtenida en los primeros nueve meses del año anterior. El RAI de E&P internacional ascendió a US\$142,7 millones, lo que se compara con los US\$122,6 millones obtenidos en el mismo período del año 2023; esta variación positiva de US\$ 20 millones se explica por mayores ingresos de crudo principalmente en Ecuador (mayor aporte de los nuevos pozos perforados en INCHI y MDC en el año 2024), junto con un mayor efecto precio explicado por la aplicación a partir del mes de julio de 2024, de la modificación de contrato firmada en junio de 2024 para el bloque MDC, 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 y finalmente por menores descuentos de crudo en Argentina. Por otra parte, la línea en Magallanes tuvo una reducción en los niveles de precio de condensado y licuables, y mayores costos de operación y mantenimiento.

Durante el mes de julio de 2024, ENAP efectuó una colocación de bonos a 10 años por US\$ 600 millones, en los mercados internacionales, con sujeción a la Regla 144A Reg. S., con pagos semestrales de intereses y amortización de capital al vencimiento. La tasa cupón fue de 5,95% y la tasa *yield* fue de 6,15 %. En el marco de

la estrategia de reducción de la deuda financiera de la Empresa, los fondos provenientes de esta colocación fueron destinados a la recompra parcial de bonos existentes con vencimiento en los años 2026 y 2031, por hasta US\$800 millones en conjunto, lo cual se financió con un *mix* compuesto de los fondos de la nueva emisión y caja existente en la empresa a dicha fecha.

## 2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	sept-24	sept-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos de actividades ordinarias	7.303,2	8.023,5	(720,3)	9,0%
Costos de ventas	(6.539,5)	(6.919,7)	380,2	5,5%
<b>Margen bruto</b>	<b>763,7</b>	<b>1.103,8</b>	<b>(340,1)</b>	<b>30,8%</b>
Otros ingresos, por función	11,5	21,3	(9,8)	46,0%
Costos de distribución	(198,4)	(209,4)	11,0	5,3%
Gastos de administración	(68,6)	(64,3)	(4,3)	6,7%
Otros gastos, por función	(54,9)	(23,1)	(31,8)	137,7%
<b>Ganancia de actividades operacionales</b>	<b>453,2</b>	<b>828,3</b>	<b>(375,1)</b>	<b>45,3%</b>
Ingresos financieros	8,8	19,1	(10,3)	53,9%
Costos financieros	(162,4)	(171,6)	9,2	5,4%
Participación en asociadas	50,6	35,5	15,1	42,5%
Diferencias de cambio	(7,7)	(22,5)	14,8	65,8%
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>342,4</b>	<b>688,8</b>	<b>(346,4)</b>	<b>50,3%</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	(16,0)	(124,1)	108,1	87,1%
<b>Ganancia del periodo</b>	<b>326,4</b>	<b>564,7</b>	<b>(238,3)</b>	<b>42,2%</b>

### INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos disminuyeron un 9,0% al 30 de septiembre de 2024 respecto a los primeros nueve meses del año anterior, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Ingresos de Actividades Ordinarias	sept-24	sept-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	5.491,0	6.018,5	(527,5)	8,8%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	906,0	1.022,9	(116,9)	11,4%
Ingresos por ventas E&P	618,0	596,7	21,3	3,6%
Ingresos por ventas gas natural importado	271,2	365,9	(94,7)	25,9%
Otros ingresos	17,0	19,5	(2,5)	12,8%
<b>TOTAL INGRESOS ORDINARIOS</b>	<b>7.303,2</b>	<b>8.023,5</b>	<b>(720,3)</b>	<b>9,0%</b>

Los ingresos por ventas de productos propios en R&C disminuyeron en US\$527,5 millones (-8,8%) comparado con el mismo período del año anterior, explicado por una disminución en el volumen de ventas de producción propia de 346,1 Mm<sup>3</sup> al pasar de los 8.763,8 Mm<sup>3</sup> a 8.417,8 Mm<sup>3</sup> al comparar el resultado de los primeros nueve meses de ambos años (-3,9%), esto se explica debido a menor volumen de exportaciones no habituales de productos intermedios durante el año en curso en comparación con el mismo período de 2023. Adicionalmente

los precios de venta disminuyeron desde los 110,7 US\$/bbl promedio a septiembre 2023 hasta los 105,3 US\$/bbl durante mismo periodo del 2024 (-4,9 %).

Los ingresos asociados a la venta de productos importados en R&C tales como, diésel y gasolinas, disminuyeron en US\$116,9 millones (-11,4%), respecto al período finalizado en septiembre 2023 explicado por un menor volumen de venta por 129,5 Mm<sup>3</sup>, desde los 1.321,4 Mm<sup>3</sup> a 1.191,8 Mm<sup>3</sup> al comparar el resultado de los primeros nueve meses de ambos años (-9,8%) sumado a un menor precio de venta promedio de la canasta de productos, que pasó desde los 123,1 US\$/bbl a septiembre de 2023 hasta los 120,9 US\$/bbl durante mismo periodo del 2024 (-1,8 %).

Los ingresos por venta en E&P en el exterior al 30 de septiembre de 2024 ascendieron a US\$384,5 millones, lo que representa un aumento de US\$32,0 millones en comparación con los primeros nueve meses del año 2023 (US\$352,5 millones), explicado principalmente por un efecto volumen positivo debido al mayor aporte de la campaña de perforación 2024 en los Bloque MDC y PBH-I en Ecuador, junto con el mayor efecto precio que se explica por 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), ajuste inflacionario en la misma filial y menores descuentos de crudo en Argentina.

Los ingresos por venta E&P en Magallanes ascendieron a US\$233,5 millones que se comparan con los US\$244,2 millones de año anterior, registrándose una disminución de los ingresos en US\$10,7 millones (-4,6%) como resultado de menores venta de gas por condiciones climáticas menos frías a lo esperado durante el período invernal y otros ajustes.

Los ingresos por venta de gas natural importado disminuyeron en US\$94,7 millones explicado principalmente por menores volúmenes de ventas durante el primer semestre a cliente generador en zona centro por disponibilidad de Gas Natural Argentino (GNA) y menores ventas a clientes industriales en zona norte por menor actividad de éstos.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado de Chile, el cual es un subsidio pagado en pesos chilenos, que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas para el suministro de gas residencial y comercial en la Región de Magallanes, ascendieron al equivalente de US\$53,8 millones por los primeros nueve meses de 2024, el cual se compara con el equivalente a US\$52,3 millones percibidos durante el mismo periodo del año anterior.

**COSTOS DE VENTAS**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costos de Ventas	sept-24	sept-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Costos por compra de crudo	(4.476,8)	(4.490,3)	13,5	0,3%
Costos operacionales no crudo	(591,7)	(736,3)	144,6	19,6%
Costo de producción E&P	(389,6)	(365,9)	(23,7)	6,5%
Costos de productos importados	(879,1)	(1.052,4)	173,3	16,5%
Costo por venta de gas natural	(202,3)	(274,8)	72,5	26,4%
<b>TOTAL COSTOS DE VENTAS</b>	<b>(6.539,5)</b>	<b>(6.919,7)</b>	<b>380,2</b>	<b>5,5%</b>

Los costos por compra de crudo disminuyeron US\$13,5 millones (-0,3%) lo que se explica por una disminución en el volumen costeadado de producción propia de 346,1 Mm<sup>3</sup> al pasar de los 8.763,8 Mm<sup>3</sup> durante los primeros nueve meses del año 2023 a 8.417,8 Mm<sup>3</sup> durante el mismo periodo del año 2024 (-3,9%), esto a pesar de

experimentar un incremento en los precios de la materia prima de 3,1 US\$/bbl (81,5 US\$/bbl en los primeros nueve meses de 2023 y 84,6 US\$/bbl en mismo periodo de 2024).

Los costos operacionales no crudo disminuyeron en US\$144,6 millones (19,6%), por una disminución en los costos variables y costos logísticos, asociado a la menor producción antes descrita.

El costo de producción de E&P aumentó en US\$23,7 millones principalmente por aumento de los costos en las operaciones en el exterior cuyo aumento ascendió a US\$28,7 millones, explicado por Ecuador debido al mayor costo de cuota de agotamiento y mayores costos variables asociados a la mayor producción, junto con el incremento de participación de utilidades a trabajadores por los mejores resultados de la filial respecto al mismo periodo del año anterior. El costo en las operaciones en Magallanes disminuyó en US\$5,0 millones principalmente por menor volumen.

Los costos de venta de gas natural importado disminuyeron en US\$72,5 millones explicado principalmente por menor costo de suministro por menores precios de los marcadores Henry Hub respecto los precios observados durante 2023 en comparación con los del año en curso.

#### **MARGEN BRUTO**

El Margen Bruto Consolidado durante los primeros nueve meses de 2024 alcanzó los US\$763,7 millones, US\$340,1 millones menor al mismo periodo del año 2023 (-30,8%). Su apertura por cada línea de negocio es la siguiente:

Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C)	US\$545,0 millones
Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P)	US\$228,3 millones

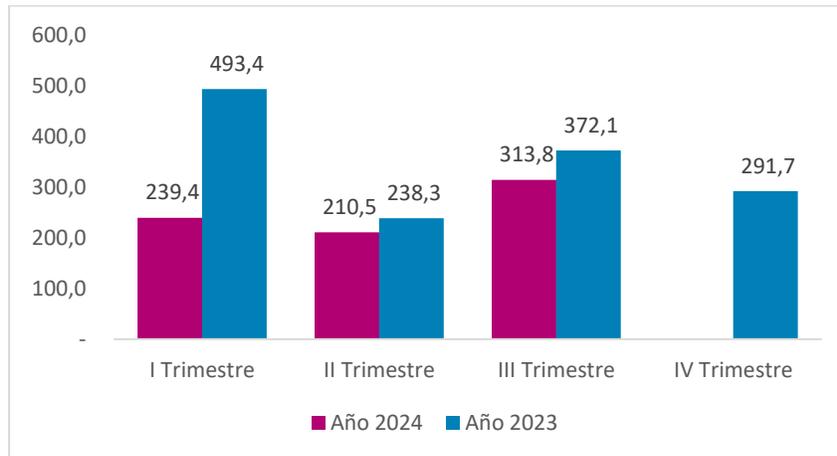
El Margen Bruto consolidado considera adicionalmente costos corporativos por US\$9,7 millones.

El Margen Bruto de R&C de US\$ 545,0 millones se compara con los US\$ 881,6 millones obtenidos en los primeros nueve meses del año 2023. Este menor resultado se origina en un contexto internacional de disminución de los márgenes internacionales de refinación.

El Margen Bruto de E&P en el exterior ascendió a US\$154,6 millones que se compara con los US\$151,3 millones obtenidos en los primeros nueve meses del año 2023. Este aumento en el margen se explica principalmente por mayores ingresos de crudo en Ecuador, como resultado de la campaña de perforación del año 2024 que permitieron incrementar la producción, junto con la entrada en vigor -a partir de julio del año 2024-, de la modificación de contrato de servicios y aumento de tarifas en MDC junto con el ajuste inflacionario correspondiente en las operaciones de dicho país. Lo anterior, se contrarresta en parte, por mayores costos asociados a mayor producción y a mejores resultados en Ecuador.

El Margen Bruto de E&P en Magallanes ascendió a US\$ 73,8 millones se compara con los US\$79,5 millones obtenidos en los primeros nueve meses de 2023. Esta disminución en el margen se explica principalmente por los menores precios del gas.

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



**VARIACIONES OTROS RUBROS**

Los Costos de distribución presentan una disminución de US\$11,0 millones, desde US\$209,4 millones durante los primeros nueve meses del año 2023 a US\$198,4 millones durante el mismo periodo del año 2024, relacionada principalmente a un menor nivel de operaciones y costos logísticos.

Los Otros gastos por función presentan un aumento de US\$31,8 millones, al pasar de US\$23,1 millones durante los primeros nueve meses del año 2023 a US\$54,9 millones durante el mismo periodo del año 2024, principalmente por bajas y obsolescencia de Propiedades Planta y equipos de US\$ 20 millones y mayores gastos asociados a pozos secos de exploración y abandonos por US\$ 14,8 millones.

Los Ingresos financieros presentan una disminución de US\$10,3 millones, al pasar de US\$19,1 millones durante los primeros nueve meses del año 2023 a US\$8,8 millones durante el mismo periodo del año 2024, relacionada con menores inversiones de corto plazo (depósitos a plazo) durante el periodo de 2024 respecto al mismo periodo del año 2023, dado un menor nivel de caja mantenido durante el período relacionado con los prepagos de deuda financiera bancaria y de obligaciones con el público realizados en ambos periodos.

Los Costos financieros presentan una disminución de US\$9,1 millones, al pasar de US\$171,6 millones durante los primeros nueve meses del año 2023 a US\$162,4 millones durante el mismo periodo del año 2024 como resultado de una disminución del monto de deuda financiera y capitalización de intereses, respecto al mismo período del año anterior. Este rubro recoge el descuento de la recompra anticipada de bonos por US\$ 27,8 millones y un cargo por la amortización de los gastos diferidos de los bonos recomprados por US\$28,3 millones.

El rubro Participación en asociadas aumentó en US\$15,0 millones, al pasar de US\$35,5 millones durante los primeros nueve meses del año 2023 a US\$50,6 millones durante el mismo periodo del año 2024. Este aumento está relacionado principalmente con mejores resultados devengados de Geotérmica del Norte S.A., GNL Quintero S.A. y Oleoductos Trasandino Chile y Argentina S.A.

El rubro Diferencias de cambio presenta una pérdida cambiaria de US\$7,7 millones durante los primeros nueve meses del año 2024, que se compara con pérdida cambiaria de US\$22,6 millones en mismo periodo de 2023, debido a la exposición de saldos de moneda local en Chile y un mayor tipo de cambio promedio en el período antes mencionado.

El rubro Gasto por impuestos a las ganancias reflejó un menor gasto de US\$108,1 millones y se explica principalmente por una compensación entre la utilidad tributaria de la filial Enap Refinerías S.A. y el resultado pérdida tributaria de la Matriz ENAP, cuya tasa de impuesto es de un 65%.

### 3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

#### ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sept-24	dic-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Activos corrientes	2.205,2	2.130,5	74,7	3,5%
Activos no corrientes	5.124,1	4.986,1	138,0	2,8%
<b>ACTIVOS</b>	<b>7.329,3</b>	<b>7.116,6</b>	<b>212,7</b>	<b>3,0%</b>

Al 30 de septiembre de 2024 el total de activos presenta un aumento neto de US\$212,7 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2023. Este aumento se genera principalmente por el efecto de las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

El rubro Efectivo y equivalentes al efectivo aumentó en US\$115,1 millones (63%) al pasar de US\$182,5 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$297,5 millones al 30 de septiembre de 2024. Este aumento se debe principalmente a los resultados del periodo.

El rubro Otros Activos Financieros corrientes aumentó en US\$44,5 millones al pasar de US\$29,2 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$73,7 millones al 30 de septiembre de 2024, como reflejo del mark to market positivo, en términos neto, de las coberturas de riesgo de tipo de cambio por US\$34 millones y variación de precios del crudo por US\$ 10,6 millones (time spread swap).

El rubro Deudores Comerciales y Otras cuentas por cobrar corrientes disminuyó en US\$75,5 millones al pasar de US\$634,2 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$558,8 millones al 30 de septiembre de 2024, producto de una disminución de un 7% en las ventas a septiembre 2024 respecto a diciembre 2023 y un saldo de US\$ 20,6 millones reclasificados de ENAP Sipetrol Argentina S.A.

El rubro Cuentas por cobrar a entidades relacionadas disminuyó US\$40,1 millones (-47%) al pasar de US\$87,1 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$46,1 millones al 30 de septiembre de 2024. Esta disminución se debe a menores saldos con GNL Chile S.A. por la posición de compra de los saldos al cierre de mes, y menores saldos con el Ministerio de Hacienda.

El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$151,7 millones (-17%) al pasar de US\$1.129,5 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$ 977,8 millones al 30 de septiembre de 2024, debido principalmente a un menor nivel de inventario de crudo de 353 mil m3 valorizado en US\$ 208 millones compensado parcialmente con un mayor nivel de inventario de productos de 246 mil m3 valorizado en US\$ 94 millones.

El rubro Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta refleja un saldo al 30 de septiembre de 2024 de US\$ 185,4 millones corresponde a los activos del negocio de ENAP Sipetrol Argentina S.A. disponibles para la venta de acuerdo con lo informado por la Empresa en Hecho Esencial enviado a la CMF con fecha 12 de abril de 2024.

El rubro Inversión en Asociadas refleja un aumento de US\$19,9 millones (11%) al pasar de US\$176,5 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$ 196,4 millones al 30 de septiembre de 2024, debido al reconocimiento de resultados devengados por US\$ 50,6 millones (destacando los resultados de GNL Quintero S.A. y GNL Chile por US\$ 28,3 millones y US\$ 8,0 millones, respectivamente), neto de dividendos recibidos por US\$28,5 millones y otras variaciones por US\$2,2 millones.

El saldo del rubro Propiedades, Planta y Equipo se incrementó desde los US\$3.315,4 millones al 31 de diciembre de 2023 hasta los US\$3.402,0 millones al 30 de septiembre de 2024, representando un aumento neto de US\$202,9 millones (6,0%), esto sin considerar el efecto de la reclasificación de activos para la venta de ENAP Sipetrol Argentina S.A. Los principales movimientos de la cuenta se componen de adiciones por US\$506,1 millones (de los cuales US\$254,8 millones corresponden a la línea de negocios de E&P y US\$251,3 millones a la de R&C), compensado por depreciaciones y otros abonos por US\$303,1 millones. Adicionalmente, se debe hacer mención que efecto correspondiente a la reclasificación de activos del rubro para la venta de la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. alcanzó los US\$116,4 millones.

- La cuenta Activos por impuestos diferidos aumentó US\$68,7 millones (6%) al pasar de US\$1.215,0 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$1.283,8 millones al 30 de septiembre de 2024 principalmente por incremento en las pérdidas tributarias de ENAP. La Administración está evaluando diferentes alternativas que permitan el uso de este activo diferido.

#### PASIVOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sept-24	dic-23	Var	Var.% abs.
Pasivos financieros corrientes	394,6	40,9	353,7	864,8%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	783,8	727,5	56,3	7,7%
Otros pasivos corrientes	442,2	314,6	127,6	-40,6%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>1.620,6</b>	<b>1.083,0</b>	<b>537,6</b>	<b>49,6%</b>
Pasivos financieros, no corrientes	3.208,6	3.809,0	(600,4)	15,8%
Otros pasivos, no corrientes	377,8	429,9	(52,1)	12,1%
<b>Total pasivos, no corrientes</b>	<b>3.586,4</b>	<b>4.238,9</b>	<b>(652,5)</b>	<b>15,4%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>5.207,0</b>	<b>5.321,9</b>	<b>(114,9)</b>	<b>2,2%</b>
Patrimonio	2.122,3	1.794,7	327,6	18,3%
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>7.329,3</b>	<b>7.116,6</b>	<b>212,7</b>	<b>3,0%</b>

Al 30 de septiembre de 2024 los pasivos totales de la Empresa registran una disminución de US\$114,9 millones respecto al cierre de 2023. Esta disminución se desglosa principalmente de la siguiente manera:

-El rubro pasivo financieros corrientes y no corrientes tuvo una disminución neta de US\$ 246,7 millones equivalente al 6,8% de la deuda financiera, esta disminución corresponde a la estrategia de reducción de la deuda bruta de la Empresa y se origina principalmente por la colocación de bonos a 10 años por US\$ 600 millones, en los mercados internacionales, con sujeción a la Regla 144A Reg. S., con pagos semestrales de intereses y amortización de capital al vencimiento. Los fondos provenientes de esta colocación fueron destinados a la recompra de bonos con vencimientos para los años 2026 y 2031, por US\$831 millones en conjunto, lo cuales se financiaron con los fondos de la nueva emisión y caja existente en la empresa a dicha fecha. Esta operación de recompra anticipada de los Bonos generó el reconocimiento de un beneficio de US\$ 27,8 millones, como resultado de la recompra de los Bonos a un precio por “bajo la par” respecto al valor nominal de dicha deuda.

- El rubro cuentas por pagar comerciales aumentó en US\$56,2 millones, al pasar de US\$727,5 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$ 783,8 millones al 30 de septiembre de 2024, y corresponde principalmente a mayores cuentas por pagar por proveedores de crudo y productos.

- El rubro pasivo por impuestos corrientes aumentó en US\$61,6 millones, al pasar de US\$174,9 millones al 31 de diciembre de 2023 a US\$ 236,5 millones al 30 de septiembre de 2024, principalmente porque a partir de este año Enap Refinerías S.A. deberá enterar impuesto a la renta por tener Utilidades Tributarias y esta obligación neta de los Pagos Provisionales Mensuales (PPM) asciende a US\$56,3 millones.

**PATRIMONIO**

-Al 30 de septiembre de 2024 el Patrimonio aumentó en US\$327,5 millones (18,3%) respecto al cierre de 2023, debido a la utilidad del periodo de US\$ 326,4 millones, y efectos positivos de reservas de cobertura por US\$ 1,1 millones.

**4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO**

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

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estados de Flujos de Efectivos	sept-24	sept-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	1.059,2	1.274,9	(215,7)	16,9%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(496,8)	(429,7)	(67,1)	15,6%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(441,4)	(841,5)	400,1	47,5%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambic	121,0	3,7	117,3	3170,3%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(6,0)	(20,0)	14,0	70,0%
<b>Variación de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>115,0</b>	<b>(16,3)</b>	<b>131,3</b>	<b>805,5%</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	182,5	449,3	(266,8)	59,4%
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período</b>	<b>297,5</b>	<b>433,0</b>	<b>(135,5)</b>	<b>31,3%</b>

El flujo de actividades de operación refleja un saldo positivo de US\$ 1.059,2 millones al 30 de septiembre de 2024, que se compara con los US\$ 1.274,9 millones al 30 de septiembre de 2023.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 496,8 millones, que se compara con US\$ 429,7 millones al 30 de septiembre de 2023, este aumento se explica por mayores inversiones de capital.

El flujo de actividades de financiación al 30 de septiembre de 2024 fue una utilización neta de recursos por US\$ 441,4 millones que se compara con US\$ 841,5 millones al 30 de septiembre de 2023. Esta utilización neta de recursos en ambos periodos se explica por la ejecución de pagos de capital de deuda bancaria, así como deuda con el público (bonos), lo que ha permitido disminuir la posición de pasivos financieros. Adicionalmente el flujo al mes de septiembre del año 2023 incorpora el pago de primera cuota de dividendos al Fisco de Chile por US\$150 millones.

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$297,5 millones al 30 de septiembre de 2024 que se compara con US\$433,0 millones al 30 de septiembre de 2023.

## 5.- EBITDA

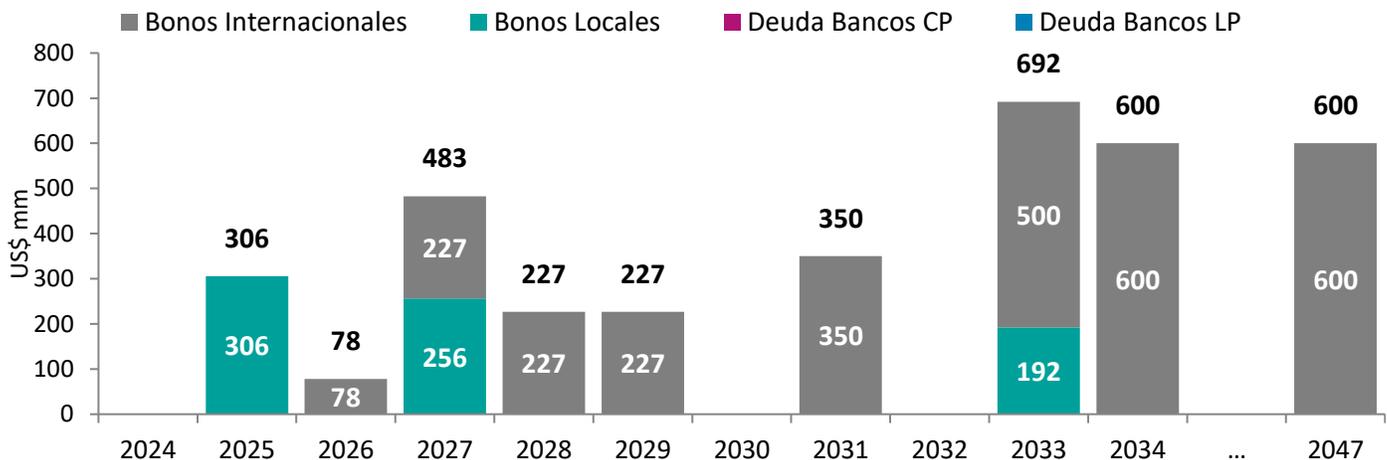
El EBITDA de US\$795,4 millones al 30 de septiembre de 2024, se compara con los US\$1.102,0 millones obtenidos en el mismo periodo del año 2023, el detalle es el siguiente:

EBITDA	sept-24	sept-23	Var. US\$	% Var. Abs.
<b>Resultado Operacional</b>	<b>453,2</b>	<b>828,3</b>	<b>(375,1)</b>	<b>45,3%</b>
Depreciación, amortización y cuota de agotamiento	296,1	267,5	28,6	10,7%
Otros cargos a resultados	46,1	6,2	39,9	643,5%
<b>EBITDA</b>	<b>795,4</b>	<b>1.102,0</b>	<b>(306,6)</b>	<b>27,8%</b>

Al 30 de septiembre de 2024 la contribución al EBITDA por parte de R&C es de US\$483,2 millones, en tanto que E&P, considerando tanto Magallanes, así como las operaciones internacionales, alcanzó los US\$341,9 millones. Además de costos corporativos ascendentes a US\$ 29,7.

## 6.- PERFIL AMORTIZACIÓN DE CAPITAL ENAP AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

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



## 7.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

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

LIQUIDEZ		sept-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente <sup>(1)</sup>	(veces)	1,36	1,97	(0,61)	31,0%
Razón Ácida <sup>(2)</sup>	(veces)	0,76	0,92	(0,16)	17,4%

<sup>(1)</sup> Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		sept-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>	(veces)	2,45	2,97	(0,52)	17,4%
Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>	(veces)	1,51	2,00	(0,49)	24,5%
Razón de endeudamiento financiero, corriente <sup>(3)</sup>	(porcentaje)	10,95	1,06	9,89	933,1%
Razón de endeudamiento financiero, no corriente <sup>(4)</sup>	(porcentaje)	89,05	98,94	(9,89)	10,0%
Cobertura de gastos financieros <sup>(5)</sup>	(veces)	5,33	6,84	(1,51)	22,0%
Razón de deuda financiera neta a EBITDA <sup>(6)</sup>	(veces)	2,99	2,59	0,40	15,3%

<sup>(1)</sup> Razón de endeudamiento = (Total pasivos corrientes + Total pasivos no corrientes) / Patrimonio total

<sup>(2)</sup> Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros - efectivo y equivalentes) / Patrimonio total

<sup>(3)</sup> Razón de endeudamiento, corriente = Pasivo financiero corriente / Total pasivos financieros

<sup>(4)</sup> Razón de endeudamiento, no corriente = Pasivo financiero no corriente / Total pasivos financieros

<sup>(5)</sup> Cobertura de gastos financieros = EBITDA LTM / Costos financieros netos LTM

<sup>(6)</sup> Razón de deuda financiera neta a EBITDA = (Total Pasivos Financieros – efectivo y equivalentes) / EBITDA LTM

ACTIVIDAD		sept-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
<b>Activos</b>					
Activos totales <sup>(1)</sup>	(Millones US\$)	7.329,3	7.116,6	212,7	3,0%
Activos promedio <sup>(2)</sup>	(Millones US\$)	7.223,0	7.320,1	(97,1)	(1,3%)
<b>Inventarios</b>					
Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>	(veces)	7,28	7,11	0,17	2,4%
Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup>	(meses)	1,65	1,69	(0,04)	2,5%

<sup>(1)</sup> Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

<sup>(2)</sup> Activos promedio = (Activos Totales del período actual + Activos totales año anterior) / 2

<sup>(3)</sup> Rotación de inventarios = Costo de venta últimos doce meses / Inventario promedio últimos doce meses

<sup>(4)</sup> Permanencia de inventarios = Inventario promedio últimos doce meses / Costo de venta últimos doce meses (promedio mensual)

RENTABILIDAD		sept-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio <sup>(1)</sup>	(porcentaje)	16,72	33,10	(16,38)	49,5%
Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup>	(porcentaje)	4,53	8,20	(3,67)	44,7%

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

<sup>(2)</sup> 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 septiembre de 2024, el precio del petróleo crudo Brent ICE promedió 81,8 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres; 0,3 US\$/bbl inferior a igual periodo del 2023 (82,1 US\$/bbl). Por su parte, el crudo WTI, de EE. UU., promedió 77,5 US\$/bbl, 0,1 US\$/bbl sobre enero-septiembre 2023 (77,4 US\$/bbl).

### **Contexto mercado del petróleo**

En gran parte del 2024, los precios del petróleo se han mantenido en el rango 80-85 US\$/bbl, apoyados por los recortes de producción de la OPEP+, así como conflictos geopolíticos que han amenazado el suministro global.

Por otra parte, un mayor suministro de petróleo de países no-OPEP, sumado al debilitamiento del crecimiento de la demanda, principalmente en China, ha limitado el alza de precios.

Recientemente, los futuros del petróleo han experimentado gran volatilidad, alcanzando mínimos de 69 US\$/bbl a inicios de septiembre, para luego recuperarse a niveles 76-80 US\$/bbl.

En lo que va del 2024, los siguientes factores han sido determinantes en los precios del petróleo:

- Menor crecimiento de la demanda de combustibles
  - EE. UU. ha ido disminuyendo su consumo de gasolina y diésel debido a mejoras obligatorias en la eficiencia de los vehículos nuevos y a la introducción creciente de vehículos eléctricos
  - La situación de EE. UU. se replica a nivel global, ya que se espera que el peak del consumo global de gasolinas y diésel se alcance el 2025 y 2030, respectivamente.
  - El menor crecimiento de la demanda de combustibles en China, Europa y EE. UU. está siendo compensado por incrementos en otros países, entre ellos India.

- Menor consumo de combustibles de China, que ha sido el principal impulsor del crecimiento de petróleo en los últimos años.
- Crecientes tensiones geopolíticas en Medio Oriente, las cuales representan una amenaza para el suministro global de petróleo. El conflicto Rusia-Ucrania sigue representando un riesgo para el suministro de combustibles.
- Débiles datos económicos, traducidos en contracción o débil crecimiento de la actividad industrial (PMI) en las principales economías, lo que, sumado a altas tasas de interés, dan señales de que la demanda global seguirá deprimida.
- Recortes de producción de la OPEP y sus aliados (OPEP+).
- Mayor oferta de petróleo de países no OPEP+ (EE. UU., Canadá, Guyana, Brasil).

Durante el tercer trimestre, los futuros del Brent ICE descendieron desde los 85 US\$/bbl hasta los 69 US\$/bbl, presionados principalmente por menores perspectivas del crecimiento de la demanda para este año.

- ✓ El débil crecimiento de la demanda de China, sumado al avance de la transición energética hacia combustibles de menores emisiones, en que los vehículos eléctricos están jugando un rol relevante en China, ha llevado a las principales agencias de mercado, entre ellas la Agencia Internacional de Energía (IEA), a realizar reiterados recortes en sus estimaciones del crecimiento de la demanda de petróleo y refinados para este año.
- ✓ La caída de precios ha sido contenida por las crecientes tensiones geopolíticas en Medio Oriente, la postergación del aumento de producción de OPEP+, una reducción de inventarios en EE. UU., y el impacto de huracanes en el Golfo de México, que interrumpieron hasta en un 16% la producción. Además, la reducción de tasas de interés por parte de la FED ayudó a contener la disminución de precios del petróleo.

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

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

En la Costa del Golfo de Estados Unidos, mercado de referencia para el cálculo de precios de paridad en Chile, el margen de referencia 7-331 (promedio ponderado de márgenes de gasolinas, diésel y fuel oil) retrocedió por debajo de los 10 US\$/bbl en septiembre, presionado por una mayor producción y un débil crecimiento de la demanda.

### **Gasolinas**

Los márgenes de refinación de gasolina se han debilitado este año, presionados por un débil repunte estacional de la demanda durante la temporada de conducción y una mayor producción en EE.UU.

Durante el tercer trimestre, el margen de la gasolina en EE.UU. siguió una tendencia estacional al alza. Sin embargo, muy por debajo de los niveles observados en 2023 y 2022.

La temporada de conducción en el hemisferio norte, entre septiembre y agosto de cada año, está caracterizada por un aumento del consumo, y una caída de inventarios. En consecuencia, los márgenes de refinación siguen una

tendencia alcista durante este periodo, alcanzando un peak estacional en agosto. Este año, el margen de agosto promedió 16,7 US\$/bbl, muy por debajo de los 36,4 US\$/bbl promediados en agosto del 2023.

Tras el término de la temporada de conducción, el margen de refinación retrocedió por debajo de los dos dígitos, hasta los 8,5 US\$/bbl en septiembre.

Así, en el periodo julio- septiembre, el margen de refinación de la gasolina en USGC promedió 14,7 US\$/bbl, unos 16 US\$/bbl y 7 US\$/bbl por debajo de igual periodo del 2023 y 2022, respectivamente.

En lo que va del año, enero-septiembre, el precio de la gasolina Unleaded 87 waterborne en USGC promedió 98,2 US\$/bbl, una disminución de 11,3 US\$/bbl respecto mismo periodo el año anterior, cuando se situó en 109,4 US\$/bbl. El diferencial de precio de la gasolina respecto al Brent Ice promedió 16,4 US\$/bbl; 11,0 US\$/bbl inferior al mismo período en 2023 (27,4 US\$/bbl).

### **Diésel**

En 2024, los márgenes de refinación del diésel han retrocedido a nivel global, en un contexto macroeconómico desafiante presionado por altas tasas de interés y un menor crecimiento del consumo.

- ✓ China ha aumentado las exportaciones y ha reducido la producción de diésel, presionado por la menor actividad del sector de la construcción.
- ✓ En septiembre, el margen del diésel en USGC retrocedió a mínimos desde el 2021, hasta los 12,8 US\$/bbl.

En este contexto, el precio del diésel de bajo azufre en USGC promedió 103,1 US\$/bbl en enero-septiembre, una caída de 12,7 US\$/bbl respecto al mismo periodo de 2023. El diferencial de precio del diésel respecto al Brent Ice promedió 21,3 US\$/bbl; 12,5 US\$/bbl inferior al primer semestre del 2023 (33,7 US\$/bbl).

### **Kerosén aviación**

Durante el tercer trimestre 2024, el margen del Kero-Jet siguió una tendencia a la baja.

- ✓ A inicios de julio, el margen alcanzó los 22 US\$/bbl impulsado por el aumento de la demanda durante el feriado del 4 de julio en EE. UU., pero retrocedió ligeramente por el impacto del huracán Beryl debido a cancelaciones de vuelos.
- ✓ A fines de agosto, cayó a 10,3 US\$/bbl, afectado por una menor demanda y un exceso de producción, lo que elevó los inventarios en ~ 3 millones de barriles por sobre el nivel máximo de los últimos años.
- ✓ En septiembre, el margen continuó descendiendo hasta 8,4 US\$/bbl a mediados de mes, alcanzando mínimos desde noviembre de 2021, debido a una débil recuperación en la demanda y una mayor producción.

### **Fuel Oil**

La excepción ha sido el crack del Fuel oil 3%, que ha seguido una trayectoria alcista en los últimos meses, apoyado por un mayor consumo estacional en Medio Oriente y Europa, sumado a una mayor actividad de bunkering, que ha apoyado el consumo de fuel oil debido a las interrupciones en curso en el Mar Rojo.

En enero-septiembre, el precio del fuel oil N°6 de 3% de azufre en USGC promedió 69,8 US\$/bbl, 3,3 US\$/bbl por sobre igual periodo del 2023. El diferencial de refinación respecto al Brent Ice promedió -12,0 US\$/bbl, lo que representa un aumento anual de 3,5 US\$/bbl.

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

### **Tarifas de transporte marítimo USGC-Chile**

La tarifa de transporte marítimo de refinados USGC-Chile promedió 9,1 US\$/bbl enero-septiembre, un incremento anual en torno a 1,0 US\$/bbl, impulsada por la sequía prolongada que enfrentó el Canal de Panamá en los primeros meses del año, sumado a una menor disponibilidad de naves para hacer viajes a países del océano Pacífico, a medida que aumentan los envíos de diésel a Europa.

### **Gas natural**

El precio del Gas Natural, según el marcador Henry Hub de EE.UU., promedió 2,2 US\$/MMBTU entre enero y septiembre de 2024, 0,4 US\$/MMBTU inferior al mismo período del año 2023.

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

El conflicto geopolítico en Medio Oriente ha impulsado al alza los precios del gas natural, principalmente en Europa.

- ✓ Egipto utiliza el gas israelí para la demanda interna o lo licua y lo exporta a Europa.
- ✓ Después de los ataques del 7 de octubre del 2023, Israel cerró la producción de uno de sus yacimientos, obligando a Egipto a detener los envíos y causando un breve aumento en los precios del gas natural europeo.
- ✓ Desde abril, Egipto ha detenido todas las exportaciones de GNL para utilizar el gas natural de Israel para satisfacer la demanda eléctrica interna.

## **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 (SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>).

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

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

Refinería Bío Bío: Proyectos e iniciativas ambientales para la mejora del desempeño ambiental y para ejecutar las medidas establecidas con la Ilustre Corte de Apelaciones de Concepción (ICA); medidas relacionadas a un programa de mitigación de olores. Sumado a lo anterior, proyectos e iniciativas para mantener el cumplimiento del PPDA de Concepción Metropolitano, entre ellas el correspondiente al plan de Compensación de Emisiones del Sistema de Antorchas.

ENAP Magallanes: Proyectos e iniciativas ambientales con el objeto obtener las RCAs asociadas a nuevos proyectos, así como aquellos necesarios para la operación y el cumplimiento de los compromisos y obligaciones establecidas, tales como las relacionadas con las descargas de residuos industriales líquidos (RILES).