



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

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO  
TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015**

**EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO**

**2015**

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 31 de diciembre de 2015 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2014, y los resultados consolidados de ENAP, para los ejercicios comprendidos entre el 01 de enero y el 31 de diciembre de los años 2015 y 2014. Todas las cifras están expresadas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS).

## **1.- RESUMEN EJECUTIVO**

A pesar de la volatilidad de la Industria y del escenario económico internacional adverso, ENAP alcanzó resultados históricos al 31 de diciembre de 2015. El EBITDA generado al 31 de diciembre de 2015 alcanzó a US\$ 742 millones, lo que se compara positivamente con US\$ 621 millones generados en igual ejercicio del año anterior. En esa misma línea, el patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 701 millones al 31 de diciembre de 2015, incrementándose en US\$ 155 millones respecto al 31 de diciembre de 2014. Finalmente la utilidad al 31 de diciembre de 2015 ascendió a US\$ 170 millones, generando una variación positiva de US\$ 13 millones en comparación con la utilidad al 31 de diciembre de 2014, la que llegó a US\$ 157 millones.

El margen bruto se incrementó en US\$ 142 millones en el 2015 comparado con el 2014, alcanzando los US\$ 643 millones al cierre del 2015. Esta variación positiva de US\$ 142 millones en el margen bruto se explica principalmente por un aumento de US\$ 243 millones en el margen bruto de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C), una disminución de US\$ 121 millones en el margen bruto de la Línea de Negocio de Exploración y Producción (E&P) y un incremento del margen bruto de US\$ 20 millones en la nueva Línea de Negocio de Gas y Energía (G&E), que se presenta a partir de este año.

La variación positiva del Margen Bruto de la Línea de Negocio de R&C se explica por el incremento de aproximadamente 5,5 US\$/Bbl del margen de refinación a diciembre de 2015 comparado con el ejercicio 2014. A esto se suma el costo de compra promedio de la materia prima que pasó de 98 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2014 a 51 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2015, sumado esto a la optimización en la canasta de compra de crudo. Adicionalmente lo anterior se suma una baja en los costos no crudo, principalmente costos de energía (GNL, Energía eléctrica, Vapor, etc.)

La disminución del Margen Bruto de la Línea de Negocio de E&P, se debe la disminución en el margen de Argentina por cambio en el mix de ventas, menor volumen de exportación y menores precios en el mercado local; la disminución en el margen de Egipto debido al menor precio de crudo de 46% versus el año 2014 lo que impacta negativamente en los ingresos y a la disminución en el margen en E&P Magallanes por menores ingresos de crudo debido a menores precios que el 2014. Lo anterior se compensa levemente con el aumento de margen en Ecuador asociados a mayores ingresos de ventas de servicios petroleros por mayor volumen y precio.

**RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
<b>ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS</b>	<b>dic-15</b>	<b>dic-14</b>	<b>Var</b>	<b>Var.%</b>
Ingresos de actividades ordinarias	6.351	9.837	(3.486)	35,4%
Costos de ventas	(5.708)	(9.336)	3.628	38,9%
<b>Margen bruto</b>	<b>643</b>	<b>501</b>	<b>142</b>	<b>28,3%</b>
Otros ingresos, por función	26	37	(11)	29,7%
Costos de distribución	(204)	(183)	(21)	11,5%
Gasto de administración	(88)	(87)	(1)	1,1%
Otros gastos, por función	(104)	(41)	(63)	153,7%
Otras ganancias (pérdidas)	(7)	2	(9)	450,0%
Ingresos financieros	6	8	(2)	25,0%
Costos financieros	(191)	(179)	(12)	6,7%
Participación en asociadas	15	19	(4)	21,1%
Diferencias de cambio	(3)	(8)	5	62,5%
Utilidad antes de impuestos	93	69	24	34,8%
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias	77	87	(10)	11,5%
<b>Utilidad del ejercicio</b>	<b>170</b>	<b>157</b>	<b>13</b>	<b>8,3%</b>
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	2	2	0	0,0%
Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora	168	155	13	8,4%

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
<b>ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS</b>	<b>dic-15</b>	<b>dic-14</b>	<b>Var</b>	<b>Var.%</b>
<b>ACTIVOS</b>	<b>5.454</b>	<b>5.657</b>	<b>(203)</b>	<b>3,6%</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	114	154	(40)	26,0%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	632	700	(68)	9,7%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	27	33	(6)	18,2%
Inventarios	566	758	(192)	25,3%
Activos por impuestos corrientes	92	82	10	12,2%
Otros activos financieros corrientes	90	211	(121)	57,3%
Otros activos corrientes	4	(14)	18	128,6%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	147	127	20	15,7%
Propiedades, planta y equipo, neto	2.798	2.736	62	2,3%
Activos por impuestos diferidos	888	761	127	16,7%
Otros activos no corrientes	96	109	(13)	11,9%
<b>PASIVOS</b>	<b>4.753</b>	<b>5.111</b>	<b>(358)</b>	<b>7,0%</b>
Otros pasivos financieros corrientes	492	459	33	7,2%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	436	730	(294)	40,3%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	39	46	(7)	15,2%
Otros pasivos corrientes	128	157	(29)	18,5%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.310	3.372	(62)	1,8%
Otros pasivos no corrientes	348	347	1	0,3%
<b>PATRIMONIO</b>	<b>701</b>	<b>546</b>	<b>155</b>	<b>28,4%</b>

## 2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

### INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS				
Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	dic-15	dic-14	Var. US\$	Var.%
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	4.594	7.476	(2.882)	38,6%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	802	1.018	(216)	21,2%
Ingresos por ventas E&P	573	689	(116)	16,8%
Ingresos por ventas gas natural importado	271	393	(122)	31,1%
Ingresos por ventas de servicios	35	(3)	38	1280,7%
<b>TOTAL INGRESOS ORDINARIOS</b>	<b>6.351</b>	<b>9.837</b>	<b>(3.486)</b>	<b>35,4%</b>

La disminución en los ingresos por venta de productos propios (US\$ 2.882 millones), se explica principalmente por la reducción del precio internacional de los productos, lo cual repercute en los precios de venta en el mercado local. El precio de venta promedio de productos propios disminuyó desde 115,9 US\$/Bbl durante el año 2014 a un promedio de 71,7 US\$/Bbl durante el año 2015 (38,1%).

Con respecto a la venta de producto importados de R&C (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), éstas totalizaron una venta de 1.910,4 Mm<sup>3</sup> en ejercicio 2015, lo cual se compara con los 1.659,4 Mm<sup>3</sup> del ejercicio anterior. Este aumento de un 15,1% se explica principalmente para cubrir parte de menor producción propia derivada del mantenimiento mayor programado (paro de planta) realizado en la refinería Bio-Bio. No obstante lo anterior la reducción del precio internacional de los productos explica que a nivel de ingresos se refleje una baja de US\$ 216 millones entre ambos ejercicios.

Las ventas de gas natural importado (Línea de negocio G&E) alcanzaron los 31,1 millones de MMBtu durante el año 2015, levemente superior a los 29,9 millones de MMBtu de venta durante el año 2014, la baja en el ingreso se debe a menores precios del commodity en el mercado internacional.

Los ingresos por venta en E&P disminuyeron en US\$ 116 millones originado principalmente en Egipto con una disminución de US\$ 47 millones debido al menor precio de crudo versus el año 2014 (Brent 2015: 53,64 US\$/bbl vs Brent 2014: 99,51 US\$/bbl); Argentina US\$ 45 millones por cambio en el mix de ventas, menor volumen de exportación y menores precios en el mercado local y en Magallanes con un menor ingreso de US\$ 31 millones debido al menor precio de crudo. Lo anterior se compensa en parte por un aumento en Ecuador de US\$ 7 millones asociados a mayores ingresos de crudo por mayor volumen y precio.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes, ascendieron a US\$ 79,8 millones (US\$ 56,0 millones a diciembre de 2014).

*COSTOS DE VENTAS*

En línea con la baja en los ingresos, los costos de ventas de ENAP al 31 de diciembre de 2015 disminuyeron en US\$ 3.628 millones, aumentando el margen de beneficio bruto a 10%, en contraste con el 5% para el ejercicio anterior. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades	dic-15	%	dic-14	%	Var
Ingresos de actividades ordinarias	6.351	100%	9.837	100%	(3.486)
Costos de ventas	(5.708)	-90%	(9.336)	-95%	3.628
Margen bruto	643	10%	501	5%	142

La baja en el costo de venta de US\$ 3.628 millones, se explica principalmente por la variación de los siguientes conceptos:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costo de venta desagregados	dic-15	dic-14	Var	Var. %
Costos por compra de crudo	(3.261)	(6.262)	3.001	47,9%
Costos operacionales no crudo	(884)	(923)	39	4%
Costo de producción E&P	(470)	(536)	66	12,3%
Costos de compra de productos	(764)	(1.003)	239	24%
Costo de venta de crudo	(75)	(264)	188	71,4%
Costo por venta de gas natural	(253)	(348)	95	27%
<b>TOTAL COSTO DE VENTA</b>	<b>(5.708)</b>	<b>(9.336)</b>	<b>3.628</b>	<b>38,9%</b>

El costo de compra de crudo disminuyó US\$ 3.001 millones (47,9%) lo que se explica por una baja en el precio del costo promedio de la materia prima que pasó de 98,3 US\$/Bbl durante el año 2014 a 50,9 US\$/Bbl durante el año 2015, relacionado con la caída del precio internacional y a la optimización del proceso de compra de crudo.

Formando parte del costo de compra de crudo se incluyen el efecto neto (cargo o abono) de la liquidación de coberturas Time Spread Swap durante el ejercicio, abono neto de MUS\$ 316.381 por el ejercicio 2015 y abono neto de MUS\$ 467.725 por el ejercicio 2014, las cuales tuvieron por objetivo desplazar, financieramente, la ventana de toma de precios de los embarques de crudo y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados toman precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, mitigando por medio de la cobertura del costo de venta, el time spread al que la Empresa se encuentra expuesta de manera natural.

Los costos no crudos presentaron las siguientes variaciones durante el ejercicio 2015 respecto a 2014:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
<b>Detalle Costos no crudo</b>	<b>dic-15</b>	<b>dic-14</b>	<b>Var</b>	<b>Var. %</b>
Costos variables	(433)	(490)	57	11,6%
Costos fijos	(240)	(247)	7	2,8%
Depreciación	(175)	(166)	(9)	5,4%
Logística	(36)	(20)	(16)	80,0%
<b>TOTAL COSTO NO CRUDO</b>	<b>(884)</b>	<b>(923)</b>	<b>39</b>	<b>4,2%</b>

Los costos variables disminuyeron en US\$ 57 millones, principalmente por menores costos de energía (GNL, Energía eléctrica, vapor y consumo interno). Por otra parte, el aumento de los costos en logística corresponde principalmente a sobrestadía de crudos y productos asociada a compras anticipadas, los cuales están incorporados en evaluación económica.

#### **MARGEN PRIMO**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
<b>Productos propios</b>	<b>dic-15</b>	<b>dic-14</b>	<b>Var</b>	<b>Var. %</b>
Ingresos por ventas (MMUS\$)	4.594	7.476	(2.882)	38,6%
Costo de venta primo	(3.261)	(6.262)	3.000	47,9%
Margen primo total	1.333	1.214	118	9,7%
<b>MARGEN PRIMO US\$ / Bbl</b>	<b>21,1</b>	<b>15,6</b>	<b>5,5</b>	<b>35,3%</b>

El Margen Primo Unitario aumentó en 5,5 US\$/Bbl respecto del año anterior, lo cual está asociado al comportamiento de los márgenes internacionales para productos derivados del petróleo durante el ejercicio.

El detalle es el siguiente:

Margen Primo - Producción Propia 2015 (US\$/Bbl)													
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Promedio
Precio de venta	66,7	71,2	76,3	75,4	84,0	85,1	84,1	74,5	65,3	65,3	60,1	55,7	72,0
Costo materia prima	45,0	47,0	55,0	59,3	61,3	61,7	60,7	48,2	41,8	46,7	43,9	40,4	50,9
<b>Margen US\$/Bbl</b>	<b>21,6</b>	<b>24,2</b>	<b>21,3</b>	<b>16,1</b>	<b>22,7</b>	<b>23,4</b>	<b>23,4</b>	<b>26,3</b>	<b>23,4</b>	<b>18,6</b>	<b>16,3</b>	<b>15,3</b>	<b>21,1</b>

Margen Primo - Producción Propia 2014 (US\$/Bbl)													
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Promedio
Precio de venta	121,5	120,9	124,2	122,5	122,0	123,4	125,5	118,5	114,3	112,3	85,5	75,4	113,8
Costo materia prima	105,4	103,6	105,6	105,5	107,2	108,9	108,7	103,1	96,7	89,7	77,7	67,1	98,3
<b>Margen US\$/Bbl</b>	<b>16,1</b>	<b>17,3</b>	<b>18,6</b>	<b>16,9</b>	<b>14,8</b>	<b>14,5</b>	<b>16,8</b>	<b>15,4</b>	<b>17,6</b>	<b>22,6</b>	<b>7,8</b>	<b>8,3</b>	<b>15,6</b>

#### **VARIACIONES OTROS RUBROS**

Los Otros gastos por función aumentaron US\$ 63 millones al pasar de US\$ 41 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 104 millones al 31 de diciembre de 2015, debido principalmente a los resultados de campañas exploratorias y pozos secos asociados directamente a la mayor actividad en la Región de Magallanes por US\$ 32 millones, nuevas provisiones por US\$ 20 millones en área medioambiental y por recuperación de platino en catalizadores. También en 2015 la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. debió reconocer un deterioro de la inversión del Yacimiento Campamento Central Cañadón Perdido dada la

profundización del escenario de bajos precios internacionales del petróleo al 31 de diciembre de 2015, por US\$ 21 millones, los cuales se compensaron parcialmente por menores costos en otros conceptos respecto de 2014 en US\$10 millones.

Los Costos de distribución aumentaron US\$ 21 millones al pasar de US\$ 183 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 204 millones al 31 de diciembre de 2015 (11,5%). Debido a mayores costos de personal por US\$ 4 millones, mayores costos de fletes (marítimos y oleoductos) por US\$ 5 millones y otros costos como depreciación por US\$ 12 millones.

Los Costos financieros, por su parte, tuvieron un aumento de US\$ 12 millones (6,7%) al pasar de US\$ 179 millones acumulado al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 191 millones al 31 de diciembre de 2015, principalmente aumento de US\$ 20 millones en la cuenta Intereses de obligaciones con el público, asociado con la emisión a fines de octubre de 2014 de un bono del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,375% anual por un monto de US\$ 600 millones, que refinanció créditos de corto plazo, compensado con disminución de Intereses de préstamos financieros por US\$ 8 millones.

Los Otros ingresos, por función disminuyeron US\$ 11 millones al pasar de US\$ 37 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 26 millones al 31 de diciembre de 2015 (29,7%). Esta disminución se explica por menores ingresos asociados con participación en el negocio de Petropower Energía Ltda., por US\$ 8 millones y menores ingresos por recupero indemnizaciones US\$ 2 millones y otras variaciones por US\$ 1 millón.

El rubro Participación en asociadas disminuyó US\$ 4 millones al pasar de US\$ 19 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 15 millones al 31 de diciembre de 2015 (21,1%), principalmente disminuyeron: Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A. US\$ 4 millones, Innergy Holding S.A. US\$ 2 millones, GNL Chile S.A. US\$ 1 millón, compensados en parte por los aumentos en: Petropower Energía Ltda. US\$ 1 millón y en la Empresa Nacional de Geotermia en el año 2015 no se tuvo la pérdida de US\$ 1 millón que reflejó en el año 2014.

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 8 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 3 millones negativos al 31 de diciembre de 2015. Ambos valores incorporan el costo de las coberturas de cuentas por cobrar. Dichas coberturas consisten en contratos forward que permiten fijar el tipo de cambio a futuro, en previsión del riesgo de pérdida por las cuentas por cobrar a clientes denominadas en pesos.

Adicionalmente, dado que la cobertura de las cuentas por cobrar se inicia entre 7 y 10 días antes de que se origine la cuenta por cobrar, fecha en la cual toma precio el inventario, la contrapartida a esta cobertura en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, compensado los costos de cobertura, dado la depreciación del peso chileno.

El rubro impuesto a la renta reflejó un beneficio de US\$ 77 millones al 31 de diciembre de 2015, lo que se compara con el beneficio de US\$ 87 millones obtenido al 31 de diciembre de 2014, este menor beneficio de US\$ 10 millones se explica en el siguiente cuadro:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Desglose de impuestos	dic-15	dic-14	Var.	Var. %
<b>Resultados antes de impuestos</b>	<b>93</b>	<b>69</b>	<b>24</b>	<b>34,1%</b>
Impuesto a la renta, Chile	(11)	(1)	(10)	689,1%
Impuestos pagados en el exterior	(10)	(31)	22	69,7%
Impuestos diferidos	4	37	(33)	89,9%
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	94	83	11	13,7%
Utilidad del ejercicio	170	157	14	8,9%

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

#### ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2015 el total de activos presenta una disminución de US\$ 203 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2014. Esta disminución se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 192 millones (25,3%) con respecto al 31 de diciembre de 2014. Las principales variaciones son el efecto compensado de:

- Un menor valor del Inventario de Productos que disminuye US\$ 176 millones, de US\$ 448 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 272 millones al 31 de diciembre de 2015, explicado por un menor precio en el costo unitario de las existencias, 87,8 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2014 versus 56,5 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2015; compensado levemente por un aumento en el volumen de inventario de productos desde 901,6 Mm<sup>3</sup> a 946,3 Mm<sup>3</sup>. Adicionalmente al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se ha ajustado el valor contable de los productos al valor neto realizable, por un valor de US\$ 59 millones y US\$ 72 millones, respectivamente, el que tiene su compensación a través de las operaciones de cobertura efectuadas por la empresa y que se ven reflejadas en el rubro Costo de Ventas.
- El Inventario de Crudos para refinación, aumentó en US\$ 1 millón desde US\$ 220 millones a US\$ 221 millones (0,3%) explicado principalmente por un efecto compensado entre un aumento en el volumen de inventarios, que 2014 a 1.003,0 Mm<sup>3</sup> al 31 de diciembre de 2015, y el efecto de una disminución de los precios internacionales del crudo, según valores unitarios comentados precedentemente. Adicionalmente al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se ha ajustado el valor contable del crudo al valor neto realizable lo cual corresponde a su valor de reposición, por un valor de US\$ 25 millones y US\$ 123 millones, respectivamente, el que tiene su compensación a través de las operaciones de cobertura efectuadas por la empresa y que se ven reflejadas en el rubro Costo de Ventas.
- Además de una disminución en el stock de materiales de bodegas y en tránsito por US\$ 17 millones

- Una disminución de US\$ 121 millones (57,3%) en la cuenta Otros activos financieros corrientes respecto a diciembre 2014, producto de la posición de cierre de los derivados de coberturas, principalmente Time Spread Swap - TSS que disminuye desde US\$ 211 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 87 millones al



31 de diciembre de 2015, compensado con US\$ 4 que corresponde a porción corto plazo de recepción de bonos de nación Argentina por programa Petróleo plus.

- Una disminución en la cuenta Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de US\$ 68 millones (9,7%) se explica por una disminución en los precios promedio de venta respecto al mes de diciembre 2014, compensada con un aumento del volumen físico de venta en el mismo periodo.

Lo anterior se ve compensado principalmente por:

- Un aumento de US\$ 127 millones en el rubro Activos por impuestos diferidos (16,7%) asociado a pérdidas fiscales de ENAP que en el ejercicio 2015 alcanzan los US\$219 millones, cuyo crédito alcanza al 65% de dichas pérdidas. Compensado con una disminución en las pérdidas fiscales de la filial ERSA por US\$ 186 millones y otras variaciones de impuestos diferidos por US\$35 millones.

- Un aumento de US\$ 62 millones en el rubro Propiedades, planta y equipo, neto que pasa de US\$ 2.736 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 2.798 millones al 31 de diciembre de 2015 (2,3%), lo cual corresponde a un efecto compensado entre un aumento de las Inversiones en E&P de US\$ 104 millones, un aumento de las construcciones en curso de US\$ 32 millones, asociados principalmente a los inicios de los trabajos en la planta de cogeneración en Refinería Aconcagua y la disminución de planta y equipos en US\$ 79 millones y Otros por US\$ 5 millones.

- Un aumento de US\$ 20 millones en el rubro Inversiones contabilizadas por el método de la participación (15,7%) debido a aumento de capital en Geotérmica del Norte S.A. por US\$ 20 millones.

#### **PASIVOS**

Al 31 de diciembre de 2015 los pasivos en su conjunto disminuyeron en US\$ 358 millones (7,0%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2014. Las principales variaciones corresponden a:

- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, disminuyeron en US\$ 294 millones (40,3%) principalmente debido a la disminución de las cuentas con proveedores extranjeros por pago de compra de crudo.

- El nivel de otros pasivos financieros corrientes y no corrientes disminuyó en US\$ 29 millones debido principalmente a amortización de capital de deuda bancaria con BNP Paribas por US\$ 43 millones, compensado principalmente por aumento de pasivos financieros de corto plazo US\$ 14 millones.

- Una disminución de US\$ 29 millones (18,5%) en la cuenta Otros pasivos corrientes respecto a diciembre 2014, cuyo principal componente es la cuenta Pasivos por impuestos corrientes que disminuye de US\$ 99 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 72 millones al 31 de diciembre de 2015, principalmente por una disminución de US\$ 20 millones en impuesto específico a los combustibles y disminuciones menores en impuesto de retención US\$ 3 millones, Impuesto a la renta por pagar US\$ 3 millones y US\$ 1 millón de disminución en Regalías y derechos de explotación.

- Las Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, disminuyeron en US\$ 7 millones (15,2%) principalmente debido a disminución en las cuentas por pagar a Petropower Energía Ltda. por servicios devengados por US\$ 11 millones, compensado por un aumento de US\$ 5 millones en cuenta por pagar a Codelco y otras variaciones por US\$ 1 millón.

#### ***PATRIMONIO***

- El Patrimonio aumentó en US\$ 155 millones (28,4%) al 31 de diciembre de 2015 respecto al 31 de diciembre de 2014, producto del resultado del ejercicio de US\$ 170 millones, un cargo neto asociado a reservas de cobertura por US\$ 13 millones de cambios en otros resultados integrales, y cargo de US\$ 2 millones asociado a efectos de cambios en otros resultados integrales.

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

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 31 de diciembre de 2015 y 2014, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 114 millones al 31 de diciembre de 2015, que se compara con US\$ 154 millones al 31 de diciembre de 2014.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 805 millones al 31 de diciembre de 2015, que se compara con los US\$ 422 millones al 31 de diciembre de 2014. Los flujos de operación de cobros por venta de bienes y pago proveedores siguen la tendencia de los precios del Crudo Brent respecto al año anterior, a los cuales están indexados.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 607 millones, que se compara con US\$ 428 millones al 31 de diciembre de 2014. Esto es debido principalmente a dos factores: por una parte a un aumento de la inversión neta en propiedades, planta y equipo por US\$ 151 millones, a consecuencia del intensivo plan de inversiones en E&P a diciembre de 2015 en la zona de Magallanes, las cuales son mayores a las inversiones en obras de infraestructura realizadas al término del ejercicio 2014 y al aumento de capital en Geotérmica del Norte S.A., por US\$ 20 millones.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 233 millones al 31 de diciembre de 2015 el que se compara con el flujo utilizado en actividades de financiación de US\$ 289 millones al 31 de diciembre de 2014.

El detalle de los principales rubros es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	dic-15	dic-14	Var	Var. %
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	805	422	383	90,9%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(607)	(428)	(179)	41,8%
Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación	(233)	(289)	56	19,3%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(35)	(296)	260	88,0%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(5)	(20)	15	77,2%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(40)	(316)	276	87,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	154	469	(316)	67,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	114	154	(40)	26,0%

## 5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 742 millones al 31 de diciembre de 2015 se compara con los US\$ 621 obtenidos en el ejercicio 2014, el detalle es el siguiente:

EBITDA	dic-15	dic-14	Var. US\$	Var. %
<b>Margen Bruto</b>	<b>643</b>	<b>499</b>	<b>144</b>	<b>29%</b>
Otros ingresos, por función	27	39	(12)	31%
Costos de distribución	(204)	(183)	(21)	12%
Gastos de administración	(88)	(86)	(2)	2%
Otros gastos, por función	(104)	(41)	(63)	156%
<b>Resultado Operacional</b>	<b>274</b>	<b>228</b>	<b>45</b>	<b>20%</b>
Depreciación y cuota de agotamiento <sup>(1)</sup>	392	373	20	5%
Abandono pozos exploratorios <sup>(2)</sup>	18	0	17	8226%
Estudios geológicos y costos no absorbidos <sup>(3)</sup>	6	7	(1)	11%
Otras provisiones no operacionales <sup>(4)</sup>	24	0	24	indet.
Costos de exploración <sup>(4)</sup>	27	13	15	113%
<b>EBITDA</b>	<b>742</b>	<b>621</b>	<b>120</b>	<b>19%</b>

<sup>(1)</sup> Ver Nota 15 letra f) en los estados financieros consolidados

<sup>(2)</sup> Ver Nota 16 letra iii) en los estados financieros consolidados

<sup>(3)</sup> Incorporado en el rubro Costo de Ventas

<sup>(4)</sup> Ver Nota 29 en los estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2015 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 537 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 183 millones y la Línea Gas y Energía US\$ 22 millones; a la misma fecha del año 2014 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 308 millones y por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 313 millones.

## 6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

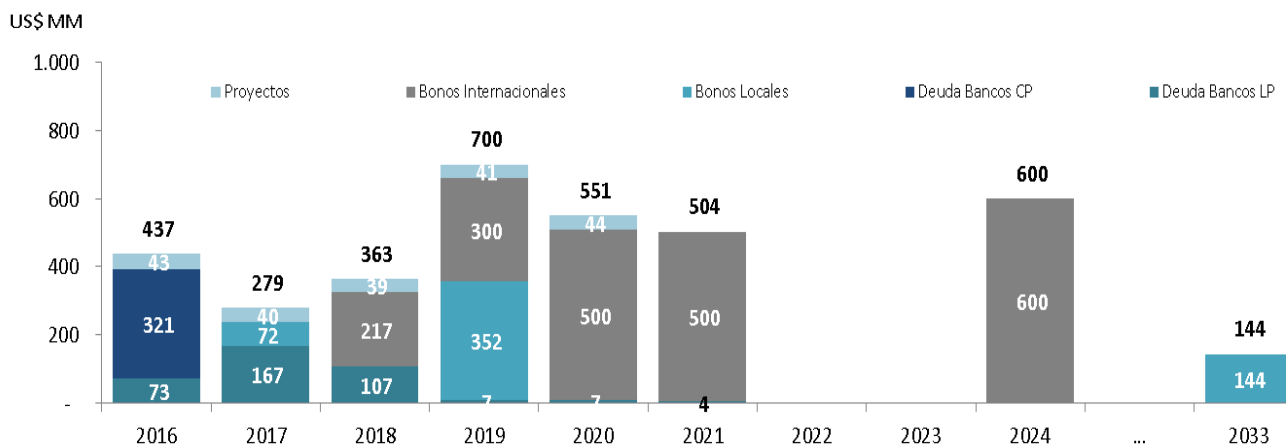
El presente desglose por segmentos de negocio muestra la contribución al margen bruto de las operaciones de la línea Refinación y Comercialización (R&C), de la línea Exploración y Producción (E&P) y de la línea Gas y Energía para el ejercicio al 31 de diciembre de 2015 y de R&C y E&P para el ejercicio 2014:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Información por segmentos de negocios	R&C dic-15	E&P dic-15	G&E dic-15	R&C dic-14	E&P dic-14
Ingresos actividades ordinarias	5.501	573	276	9.150	689
Costos de ventas	(4.978)	(470)	(252)	(8.873)	(537)
Subtotal	522	103	25	277	152
Resultado ventas interlineas	15	2	0	8	74
Distribución costos corporativos	(14)	(6)	(5)	(5)	(6)
Margen bruto	524	99	20	280	220

Nota: Línea G&E en año 2014 forma parte de Línea R&C.

## 7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

La presente tabla muestra el perfil de amortización del capital de la deuda neta de ENAP:



## 8.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

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

LIQUIDEZ	dic-15	dic-14	Var.	Var.%
Liquidez Corriente <sup>(1)</sup>	1,39	1,38	0,01	0,8%
Razón Ácida <sup>(2)</sup>	0,88	0,84	0,04	4,6%

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

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

ENDEUDAMIENTO	dic-15	dic-14	Var.	Var.%
Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>	6,78	9,37	(2,59)	27,6%
Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>	5,08	6,33	(1,25)	19,8%
Razón de endeudamiento, financiero corriente <sup>(3)</sup>	12,93	11,99	0,94	7,9%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente <sup>(4)</sup>	87,07	88,01	(0,94)	1,1%
	dic-15	dic-14	Var.	Var.%
Cobertura gastos financieros <sup>(5)</sup>	3,54	3,47	0,08	2,2%
R.A.I.I.D.A.I.E. <sup>(6)</sup>	676	621	55	8,9%

<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) / 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 gastos financieros = R.A.I.I.D.A.I.E. / Costos financieros

<sup>(6)</sup> R.A.I.I.D.A.I.E. = Resultado antes de imptos, intereses, depreciación, amortización e ítems extraordinarios

ACTIVIDAD	dic-15	dic-14	Var.	Var.%
<b>Activos</b>				
Activos totales <sup>(1)</sup>	5.454	5.657	(203)	3,6%
Activos promedio <sup>(2)</sup>	5.555	5.966	(410)	6,9%
<b>Inventarios</b>				
Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>	8,74	9,17	(0,43)	4,7%
Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup>	1,37	1,31	0,06	4,9%

<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	dic-15	dic-14	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio <sup>(1)</sup>	27,91	41,71	(13,79)	33,1%
Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup>	3,07	2,62	0,44	16,9%

<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

## 9.- DIFERENCIAS ENTRE VALORES ECONÓMICOS Y DE LIBROS DE LOS ACTIVOS.

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

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

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

- ❖ Activo Fijo
- ❖ Activos Intangibles
- ❖ Inversiones en sociedades 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 que el activo no genere flujos de caja que sean independientes de otros activos, la Empresa determina el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

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

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las NIIF según lo que se señala en la Nota 3 de los Estados Financieros.

De acuerdo con las normas de la Superintendencia de Valores y Seguros, las inversiones en empresas filiales y coligadas, 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.

## 10.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Precio del Petróleo Crudo

Durante 2015, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 53,6 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 46,1% con respecto al promedio de 2014 (99,4 US\$/bbl).

Este gran descenso en el precio se explica principalmente por una situación de sobreoferta en el mercado mundial que comenzó en el primer semestre de 2014 y que se intensificó en el segundo semestre de 2014 y a lo largo de 2015.

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, Enero 2016) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 93,8 millones de barriles por día (MM bpd) en 2015, mientras que la oferta mundial fue 95,7 MM bpd, generándose en consecuencia una gran acumulación de inventarios, a nivel mundial, de 1,9 MM bpd.

**MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2015- 2014**  
**(Cifras en millones de barriles diarios)**

	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>Variación</u>
<b>DEMANDA</b>	<b>93,8</b>	<b>92,4</b>	<b>1,4</b>
OECD	46,3	45,7	0,6
No-OECD	47,5	46,7	0,8
<b>OFERTA</b>	<b>95,7</b>	<b>93,3</b>	<b>2,4</b>
Norteamérica	22,1	21,2	0,9
Resto No-OPEP	35,3	34,8	0,5
LGN y Condensados OPEP	6,7	6,5	0,2
Crudo OPEP	31,6	30,8	0,8
<b>VARIACIÓN INVENTARIOS</b>	<b>1,9</b>	<b>0,9</b>	

***Fuente:** Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook January 2016"*

Durante 2014, en cambio, la situación de sobreoferta fue mucho menos acentuada, con una acumulación de inventarios de 900.000 bpd en dicho período.

La comparación 2015/2014 muestra que hubo un notable crecimiento del consumo (1,4 MM bpd) pero que fue superado con creces por el crecimiento de la oferta (2,4 MM bpd), destacando en este último el aumento de 0,9 MM bpd de la oferta en Norteamérica y el aumento de 1 MM bpd de la producción total de petróleo de la OPEP (petróleo crudo más condensados y más líquidos del gas natural, LGN).

Durante 2015, la OPEP continuó con su política de alta producción, excediendo en 1,6 MM bpd su "meta de producción conjunta" de petróleo crudo de 30 MM bpd, límite puramente indicativo y que el grupo abandonó formalmente en su reunión de diciembre 2015. Por su parte, en los Estados Unidos la producción de petróleo crudo alcanzó nuevos records históricos - 9,6 MM bpd en junio- si bien comenzó a declinar posteriormente, cerrando el año a 9,2 MM bpd. Con todo, la oferta total de petróleo de Estados Unidos (petróleo crudo más condensados más LGN más biocombustibles y otros) fue 15,0 MM bpd en 2015, esto es, 0,9 MM bpd mayor que en 2014.

El precio del Brent subió de 55,2 US\$/bbl en el primer trimestre de 2015, a 63,5 US\$/bbl en el segundo trimestre impulsado por un contra-estacional aumento de la demanda y por mayores riesgos geopolíticos en Libia, Siria-Irak y Yemen.

Sin embargo, en julio la tendencia cambió de alza a descenso, por el triple impacto de un referéndum griego rechazando los términos para un rescate financiero de sus socios europeos, seguido por el colapso de la bolsa

de valores de Shanghai, y por el acuerdo sobre el programa nuclear de Irán, que permitiría la normalización gradual de las exportaciones de crudo de la República Islámica. En agosto y septiembre el precio del Brent continuó la caída iniciada en julio, promediando 51,2 US\$/bbl en el tercer trimestre.

En octubre y noviembre, el precio continuó en descenso debido a renovados temores de una desaceleración brusca de la economía china, con una alta producción de la OPEP y con la producción de Estados Unidos sosteniéndose en 9,1-9,2 MM bpd, todo lo cual continuó incrementando la acumulación de inventarios. Pero la caída del precio se intensificó a comienzos de diciembre, cuando en su reunión interministerial ordinaria la OPEP abandonó su “meta de producción conjunta” debido a la imposibilidad de acordar reducciones en la producción de los distintos exportadores para hacer lugar al retorno al mercado de 0,5 – 1,0 MM bpd de exportaciones de Irán, al preverse ya para el primer trimestre de 2016 el fin de las sanciones que las afectan. La desaparición de esta (precaria) ancla para las expectativas del mercado tuvo un impacto devastador en el precio, bajando en unos pocos días de 44 a 37 US\$/bbl, al percibirse como un quiebre total de la cohesión de la OPEP. Así, en el último trimestre del año, el precio promedió 44,7 US\$/bbl.

#### Precio de los Productos en la Costa del Golfo

En el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), los precios de los distintos combustibles disminuyeron en 2015 en relación a 2014, siguiendo a grandes rasgos la caída del precio del crudo Brent pero en montos menores en general, lo que se tradujo en márgenes de refinación más altos.

El precio de la gasolina promedió 67,5 US\$/bbl en 2015, bajando así en 37,0% con respecto a 2014. El precio de la gasolina cayó así considerablemente menos que el precio del crudo, debido a la sostenida recuperación de la economía de Estados Unidos – el mayor consumidor mundial de este producto – y a la creación de demanda que la misma baja del precio generó.

En el caso del precio del diesel, el promedio de 2015 fue 66,7 US\$/bbl, esto es, 41,7% menor al promedio de 2014. Aunque en menor grado que en el caso de la gasolina, en el caso del diesel también el impacto negativo de la baja del precio del crudo fue compensado parcialmente por creación de demanda.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 40,7 US\$/bbl durante 2015, con una baja de 50,8% con respecto a 2014. El precio del fuel oil N° 6 bajó así proporcionalmente más que el petróleo crudo debido a una mayor oferta en Estados Unidos, por los altos niveles de refinación, y a menores exportaciones al mercado del Asia.

### **11.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.**

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. ENAP Refinerías S.A. lidera el abastecimiento del mercado nacional con una participación de mercado que históricamente ha fluctuado entre el 60-80%.

La Empresa accede al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y el cumplimiento de sus compromisos comerciales. El abastecimiento de petróleo crudo de ENAP Refinerías S.A. se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y Africa, siendo los



principales proveedores Brasil, Ecuador, y Angola. Las refinerías de la compañía cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima. En cuanto al origen de las importaciones de productos refinados, durante el último año éstos provinieron principalmente de los Estados Unidos.

El negocio de ENAP Refinerías S.A. consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo a su política de precios de paridad de importación. El margen de refinación se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o “crack”). Considerando un nivel de refinación promedio de 65 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de US\$ 65 millones en una dirección u otra.

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

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente en el margen de refinación y en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra (embarque) de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos. Para cubrir este último riesgo, se efectúan coberturas del tipo Time Spread Swaps. Dichas estrategias de cobertura son complementadas con el uso de contratos de venta swap de productos refinados. Dada la alta volatilidad del precio del crudo, la administración ha continuado con la política de contratación de coberturas que permitieran minimizar el impacto de eventuales bajas repentinas y significativas en el precio del crudo, considerando el ciclo del negocio de refinación, por el desfase entre los precios de venta de los productos y el costo del crudo refinado. No obstante lo anterior 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.

Adicionalmente, la compañía ha efectuado operaciones del tipo Swap de Diferencial, el cual tiene por objetivo fijar el precio de aquellos embarques indexados a los marcadores WTI ó DTD al marcador Brent ICE. En cada licitación de compra de petróleo crudo, la decisión de comprar una u otra alternativa ofrecida se toma en base a un modelo de optimización que toma en cuenta, entre otras variables, un margen de refinación proyectado sobre el marcador Brent ICE. Por lo anterior, al adjudicar una propuesta de petróleo crudo a una oferta denominada en marcador WTI ó DTD es de relevancia asegurar que el diferencial entre el dicho marcador y el Brent ICE en el momento que se tomó la decisión de compra no se deteriore en forma significativa, con el fin de mantener el criterio de optimización que primó al momento de adjudicar la compra de dicho crudo.

El tipo de cambio 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. Este factor se ve minimizado por la política de cobertura de tipo de cambio de cuentas por cobrar y de precios de productos basada en la paridad de importación indexada en dólares, situación que se analiza en forma periódica para mantener una posición competitiva, considerando la libertad de precios y de importación que existe en Chile.

El valor razonable, de los contratos forward de moneda, es calculado tomando como referencia a los tipos de cambio forward actuales de contratos con similares perfiles de vencimiento. El valor razonable del swap de diferencial, es calculado utilizando las tablas de contratos de futuros de los marcadores relevantes (WTI Nymex, DTD Brent o ICE Brent).

El respectivo análisis de sensibilidad para cada uno de los riesgos de mercado identificados, ver Nota N°4 a los estados financieros consolidados de Grupo ENAP.

## **12.- RIESGOS DEL NEGOCIO.**

ENAP adoptó en diciembre de 2012 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 los ámbitos de Cumplimiento, se están gestionando riesgos relacionados a la cultura ética de la empresa y las buenas prácticas, además de riesgos relacionados a la inexistencia y/o falta de actualización de normativa interna de la empresa.

En los ámbitos legales, se mencionan riesgos asociados a la gestión de juicios y a conflictos relacionados a la redacción ambigua de cláusulas contractuales, como también aquellos riesgos asociados al incumplimiento de normativa legal y reglamentaria que pueda afectar las operaciones y contratos en curso.

En el ámbito operacional se están gestionando, entre otros, aquellos riesgos relacionados a escapes, vertidos y/o fugas de hidrocarburos, ya sean líquidos y/o gaseosos, tanto en tierra, como en mar o ríos; como también aquellos riesgos relacionados al daño y/o lesión a las personas, las inflamaciones, incendios y explosiones, por último los vinculados a ruidos y emisiones de material particulado.

Dentro de la metodología establecida, el Comité de Auditoría de la empresa es la instancia encargada de hacer seguimiento periódico al cumplimiento de los compromisos asumidos por la administración, en relación a la implementación de las medidas tendientes a mitigar los riesgos detectados.