



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2016**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2016

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Consolidado de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, al 30 de septiembre de 2016 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2015, y los resultados consolidados intermedios de ENAP, para el período comprendido entre el 01 de enero y el 30 de septiembre de los años 2016 y 2015. 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

ENAP alcanzó un resultado positivo de US\$ 104,5 millones al 30 de septiembre de 2016. El EBITDA generado en el período alcanzó a US\$ 530,7 millones, lo cual representa un aumento en el margen EBITDA que ascendió a un 13,8% comparado con 13,4% alcanzado en el mismo periodo anterior. El patrimonio de ENAP alcanzó los US\$ 768,8 millones al 30 de septiembre de 2016, que se compara con US\$ 700,7 millones al cierre de diciembre 2015.

El margen bruto consolidado alcanzó los US\$ 444,6 millones, se explica por el margen bruto de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C) de US\$ 362,2 millones, Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P) de US\$ 85,6 y Línea de Negocio Gas y Energía de US\$ -3,2 millones. El margen bruto al 30 de septiembre de 2015 fue de US\$ 584,0 millones.

La Línea de Negocio de R&C, tuvo una variación negativa del Margen Bruto de US\$ 100,8 millones respecto al ejercicio anterior, esto se explica principalmente por menores márgenes de producción propia e importado, que están indexados a las condiciones internacionales del mercado. En el caso del margen de producción propia presenta una disminución desde los US\$/Bbl 22,5 a septiembre de 2015 a US\$/Bbl 16,0 a septiembre de 2016, esto último a consecuencia de una sobreoferta de productos refinados a nivel internacional.

La Línea de Negocio de E&P, tuvo una variación negativa del Margen Bruto de US\$ 17,0 millones respecto al ejercicio anterior, esto se explica por una disminución del margen en Egipto debido al menor precio de crudo de 24% versus el año 2015 y menor volumen lo que impacta negativamente en los ingresos y en E&P Magallanes disminuye el margen por menores ingresos de crudo debido a menores precios que el 2015 y mayor cuota de agotamiento por actualización de reservas. En compensación con los efectos negativos anteriores, Argentina presenta un aumento en el margen por disminución de costos debido a la devaluación de la moneda y menor cuota de agotamiento en PDC debido al diferimiento de la extensión en el 2015. Lo anterior se contrarresta por menores ingresos de crudo, debido a menores precios y volúmenes a venta en el mercado local Argentino. En Ecuador existe un aumento en el margen debido a mayores ingresos de crudo por mayor volumen y menores costos.

Durante el año 2016 la Línea de Negocio G&E, tuvo una variación negativa del Margen Bruto de US\$ 21,8 millones producto de una caída del CMg implicando una baja de 4,5 US\$/MMBtu en el precio de venta a Generadores Eléctricos y producto de una reducción de precio de 1,4 US\$/MMBtu en el precio de venta a Industriales derivada de la caída del precio de los combustibles alternativos.

En el período enero-septiembre de 2016, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 43,2 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 24 % con respecto al promedio de enero-septiembre de 2015 (56,6 US\$/bbl).

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	sep-16	sep-15	Var	Var.%
Ingresos de actividades ordinarias	3.797,9	4.965,8	(1.167,9)	23,5%
Costos de ventas	(3.353,3)	(4.381,8)	1.028,5	23,5%
Margen bruto	444,6	584,0	(139,4)	23,9%
Otros ingresos, por función	29,1	17,5	11,6	66,3%
Costos de distribución	(152,5)	(149,6)	(2,9)	1,9%
Gasto de administración	(66,6)	(61,6)	(5,0)	8,1%
Otros gastos, por función	(60,4)	(44,5)	(15,9)	35,7%
Otras ganancias (pérdidas)	0,1	0,0	0,1	0,0%
Ingresos financieros	5,5	4,3	1,2	27,9%
Costos financieros	(143,2)	(143,0)	(0,2)	0,1%
Participación en asociadas	12,8	12,0	0,8	6,7%
Diferencias de cambio	(5,2)	(0,3)	(4,9)	1633,3%
Utilidad antes de impuestos	64,2	218,8	(154,6)	70,7%
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias	40,3	21,7	18,6	85,7%
Utilidad del período	104,5	240,5	(136,0)	56,5%
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	0,8	1,2	(0,4)	33,3%
Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora	103,7	239,3	(135,6)	56,7%

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sep-16	dic-15	Var	Var.%
ACTIVOS	5.595,5	5.453,6	141,9	2,6%
Efectivo y equivalentes al efectivo	110,7	113,6	(2,9)	2,6%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	576,8	631,8	(55,0)	8,7%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	42,4	26,8	15,6	58,2%
Inventarios	672,2	565,7	106,5	18,8%
Activos por impuestos corrientes	127,8	92,2	35,6	38,6%
Otros activos financieros corrientes	21,4	89,8	(68,4)	76,2%
Otros activos corrientes	22,8	5,2	17,6	338,5%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	131,0	146,7	(15,7)	10,7%
Propiedades, planta y equipo, neto	2.857,3	2.797,7	59,6	2,1%
Activos por impuestos diferidos	965,4	887,7	77,7	8,8%
Otros activos no corrientes	67,7	96,4	(28,7)	29,8%
PASIVOS	4.826,7	4.752,9	73,8	1,6%
Otros pasivos financieros corrientes	535,6	491,5	44,1	9,0%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	487,4	435,7	51,7	11,9%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	16,3	39,2	(22,9)	58,4%
Otros pasivos corrientes	107,8	128,3	(20,5)	16,0%
Otros pasivos financieros no corrientes	3.298,0	3.310,2	(12,2)	0,4%
Otros pasivos no corrientes	381,6	348,0	33,6	9,7%
PATRIMONIO	768,8	700,7	68,1	9,7%

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Cifras en Millones de dólares (US\$)	Var.			
	sep-16	sep-15	US\$	Var.%
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	2.791,0	3.595,3	(804,3)	22,4%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	388,9	575,0	(186,1)	32,4%
Ingresos por ventas E&P	398,8	467,2	(68,4)	14,6%
Ingresos por ventas gas natural importado	174,8	217,4	(42,6)	19,6%
Ingresos por ventas de servicios	13,3	35,4	(22,1)	62,5%
Ingresos por ventas de crudo importado	31,1	75,5	(44,4)	58,8%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	3.797,9	4.965,8	(1.167,9)	23,5%

La disminución en los ingresos ordinarios de US\$ 1.167,9 millones, se explica principalmente por menores ventas de productos propios (804,3 millones) debido a la reducción del precio internacional de los productos, lo cual repercute en los precios de venta en el mercado local compensado con un aumento en el volumen vendido; El precio de venta promedio de productos propios disminuyó desde 75,7 US\$/Bbl al tercer trimestre de 2015 a 55,2 US\$/Bbl al tercer trimestre de 2016 (27,1%). En el caso del volumen, éste aumentó al tercer trimestre del 2016 en un 5,9% comparado mismo periodo año anterior. El volumen de venta de producción propia aumentó a 7.932,4 Mm3 comparado con los 7.489,2 Mm3 al tercer trimestre 2015.

Con respecto a la venta de productos importados y comprados por R&C (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), éstas totalizaron una venta de 1.224,5 Mm3 a septiembre del año 2016, lo cual se compara con los 1.358,7 Mm3 del mismo periodo del ejercicio anterior, esta disminución de un 9,9% se explica principalmente porque la demanda fue cubierta con productos propios existentes en stock y derivados de la operación normal de las plantas propias. Adicionalmente a lo anterior el precio de venta cayó desde 84,2 US\$/Bbl a 54,3 US\$/Bbl, lo que explica que a nivel de ingresos se refleje una baja de US\$ 186,1 millones entre ambos periodos comparados.

Los ingresos por venta en E&P disminuyeron en US\$ 68,4 millones originado principalmente en Egipto con una disminución de US\$ 19,9 millones debido al menor precio de crudo (Brent 2016: 43 US\$/bbl vs Brent 2015: 56,6 US\$/bbl) y menor volumen. Argentina presenta una disminución de US\$ 78,8 millones debido a menores precios y volumen a venta en el mercado local. Lo anterior se compensa con un aumento en los ingresos en E&P Magallanes de US\$ 28,1 millones debido al mayor volumen de gas vendido a Methanex y en Ecuador de US\$ 2,2 millones asociados a mayores ingresos de crudo por mayor volumen.

Durante el año 2016 los ingresos por venta en la línea G&E, se han visto incrementados por la exportación de gas natural a Argentina en el marco del acuerdo firmado entre las empresas estatales de ambos países, lo que significó para ENAP ingresos por US\$ 21,9 millones, por otra parte las ventas en el mercado local respecto igual periodo del año anterior, disminuyeron en US\$64,6 millones; el segmento de Generadores Eléctricos disminuyó en US\$ 53,3 millones producto de una disminución del CMg promedio desde 131,7 US\$/MWh al tercer trimestre del año 2015 a 67,4 US\$/MWh para el mismo periodo del año 2016 implicando una baja de 5,9 US\$/MMBtu en el precio de venta. Por otra parte las ventas a Distribuidores disminuyeron en US\$ 11,3 millones, explicado principalmente por una reducción de precio de 2,56 US\$/MMBtu derivada de la caída del precio de los combustibles alternativos.

Los ingresos por ventas de servicios disminuyeron US\$ 22,1 millones ya que el año pasado este monto incluye un ingreso extraordinario asociado a modificación de contratos de suministro con un cliente de gas natural.

Los ingresos por ventas de crudo importado corresponden a ventas excepcionales en el mercado spot por parte de R&C.

Los ingresos asociados a la compensación del Estado de Chile que cubre el menor valor que se obtiene de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes, ascendieron a US\$ 77,8 millones (US\$ 77,5 millones al 30 de septiembre de 2015).

COSTOS DE VENTAS

En línea con la baja en los ingresos, los costos de ventas de ENAP al 30 de septiembre de 2016 disminuyeron en US\$ 1.028,5 millones, manteniéndose el margen de beneficio bruto en 12%. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)					
Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades	sep-16	%	sep-15	%	Var
Ingresos de actividades ordinarias	3.797,9	100%	4.965,8	100%	(1.167,9)
Costos de ventas	(3.353,3)	-88%	(4.381,8)	-88%	1.028,5
Margen bruto	444,6	12%	584,0	12%	(139,4)

La baja en el costo de venta, se explica por la variación de los siguientes conceptos:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costo de venta desagregados	sep-16	sep-15	Var	Var. %
Costos por compra de crudo	(1.995,3)	(2.551,0)	555,7	21,8%
Costos operacionales no crudo	(476,4)	(643,6)	167,2	26%
Costo de producción E&P	(308,0)	(365,9)	57,9	15,8%
Costos de compra de productos	(366,6)	(545,0)	178,4	33%
Costo de venta de crudo	(31,0)	(75,3)	44,2	58,8%
Costo por venta de gas natural	(175,9)	(201,0)	25,1	12%
TOTAL COSTO DE VENTA	(3.353,3)	(4.381,8)	1.028,5	23,5%

El costo de compra de crudo disminuyó US\$ 555,7 millones (21,8%) lo que se explica por una baja en el precio del costo promedio de la materia prima que pasó de 53,3 US\$/Bbl al tercer trimestre del año 2015 a 39,2 US\$/Bbl durante el mismo período del año 2016, 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 periodo, abono neto de MUS\$ 48.006 y MUS\$ 338.844 por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015, respectivamente, 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 al tercer trimestre 2016 respecto a igual periodo del año anterior:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	sep-16	sep-15	Var	Var.%
Costos variables	(143,1)	(305,6)	162,5	53,2%
Costos fijos	(195,6)	(179,0)	(16,6)	9,3%
Depreciación	(115,9)	(128,0)	12,1	9,5%
Logística	(21,8)	(31,0)	9,2	29,7%
TOTAL COSTO NO CRUDO	(476,4)	(643,6)	167,2	26,0%

Los costos variables disminuyeron en US\$ 162,5 millones, principalmente por menores costos de energía (GNL, Energía eléctrica, vapor y consumo interno).

MARGEN PRIMO

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Productos propios	sep-16	sep-15	Var	Var.%
Ingresos por ventas (MMUS\$)	2.790,9	3.595,3	(804,4)	22,4%
Costo de venta primo	(1.995,3)	(2.551,0)	555,7	21,8%
Margen primo total	795,6	1.044,3	(248,7)	23,8%
MARGEN PRIMO US\$ / Bbl	16,0	22,5	(6,5)	29,1%

El Margen Primo Unitario disminuyó en 6,5 US\$/Bbl respecto al mismo período del año anterior, lo cual está asociado al comportamiento de los márgenes internacionales para productos derivados del petróleo durante el período.

El detalle es el siguiente:

Margen Primo - Producción Propia 2016 (US\$/Bbl)										
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	Promedio al 3er trim.
Precio de venta	50,2	44,1	49,9	54,2	58,0	63,2	61,9	56,1	59,8	55,3
Costo materia prima	30,2	26,4	33,9	37,6	45,0	47,9	47,1	41,7	43,1	39,2
Margen US\$/Bbl	20,0	17,7	16,0	16,6	13,0	15,3	14,8	14,4	16,7	16,0

Margen Primo - Producción Propia 2015 (US\$/Bbl)										
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	Promedio al 3er trim.
Precio de venta	66,7	71,2	76,3	75,4	84,0	85,1	84,1	74,5	65,3	75,8
Costo materia prima	45,0	47,0	55,0	59,3	61,3	61,7	60,7	48,2	41,8	53,3
Margen US\$/Bbl	21,6	24,2	21,3	16,1	22,7	23,4	23,4	26,3	23,4	22,5

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Otros gastos por función aumentaron US\$ 15,9 millones al pasar de US\$ 44,5 millones al 30 de septiembre de 2015 a US\$ 60,4 millones al 30 de septiembre de 2016, debido a un aumento de provisión incobrables por US\$ 13,8 millones, incremento en pozos secos de exploración y abandonos de US\$ 16,6 millones, y aumento en diferencias de inventarios por US\$ 4,2 millones, compensado con menores costos asociados a resultados de campañas exploratorias que disminuyeron en US\$ 13,3 millones y costos de exploración y otros que disminuyó US\$ 5,4 millones.

Los Otros ingresos por función aumentaron US\$ 11,6 millones al pasar de US\$ 17,5 millones al 30 de septiembre de 2015 a US\$ 29,1 millones al 30 de septiembre de 2016, debido principalmente a que en 2016 se efectuó un recupero de PPUA por utilidades ajenas ascendentes a US\$ 4,2 millones.

La diferencia de cambio pasó de un saldo negativo de US\$ 0,3 millones al 30 de septiembre de 2015 a un saldo negativo de US\$ 5,2 millones al 30 de septiembre de 2016. 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 compensa los costos de cobertura.

Los Costos de distribución aumentaron US\$ 2,9 millones al pasar de US\$ 149,6 millones al 30 de septiembre de 2015 a US\$ 152,5 millones al 30 de septiembre de 2016 (1,9%). Debido a mayores costos asociados al transporte terrestre y otros.

El rubro impuesto reflejó un beneficio de US\$ 40,3 millones al 30 de septiembre de 2016, lo que se compara con el beneficio de US\$ 21,7 millones obtenido al 30 de septiembre de 2015, este mayor abono por impuesto a la renta de US\$ 18,6 millones se explica en el siguiente cuadro:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Desglose de impuestos	sep-16	sep-15	Var.	Var.%
Resultados antes de impuestos	64,2	218,8	(154,6)	70,7%
Impuesto a la renta, Chile	1,7	(0,3)	2,0	609,1%
Impuestos pagados en el exterior	(5,6)	(9,8)	4,1	42,4%
Impuestos diferidos	(12,7)	(25,8)	13,2	50,9%
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%	56,9	57,6	(0,7)	1,3%
Utilidad del periodo	104,5	240,5	(136,0)	56,5%

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 30 de septiembre de 2016 el total de activos presenta un aumento de US\$ 141,9 millones con relación al existente al 31 de diciembre de 2015. Este leve aumento se genera principalmente por el efecto compensado de las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- El rubro Inventarios refleja un aumento de US\$ 106,5 millones (18,8%) con respecto al 31 de diciembre de 2015. Las principales variaciones son el efecto de:

- El Inventario de Productos aumenta en US\$ 77,7 millones, desde US\$ 272,0 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 349,8 millones al 30 de septiembre de 2016, lo que se explica por un ajuste de US\$ 59 millones del valor contable al valor neto realizable al 31 de diciembre de 2015; más un stock de GNL en tránsito por US\$ 9,4 millones al 30 de septiembre adicional al del mes comparativo, por su parte el costo unitario de las existencias se mantuvo en torno a los US\$ 55 y el volumen de inventario de productos disminuyó levemente desde 946,3 Mm³ a 903,7 Mm³.
- El Inventario de Crudos, aumentó en US\$ 34,3 millones, desde US\$ 220,8 millones a US\$ 255,1 millones, que se explica por un ajuste de US\$ 25 millones del valor contable al valor neto realizable al 31 de diciembre de 2015, por un aumento de US\$ 15,6 millones en el stock de inventario de crudo en la filial de Argentina por desplazamiento en las ventas lo cual ocurrió los primeros días de octubre y por un aumento en el precio unitario el cual pasó desde los 36,4 US\$/Bbl al 31 de diciembre de 2015 a 43,3 US\$/Bbl al 31 de septiembre de 2016.
- Por otra parte hubo una disminución en el stock de materiales de bodegas y en tránsito por US\$ 5,5 millones

- Un aumento en Activos por impuestos diferidos de US\$ 77,7 millones al pasar de US\$ 887,7 millones al cierre de 2015 a US\$ 965,4 millones al 30 de septiembre de 2016 (8,8%), relativo a pérdidas fiscales que aumenta en US\$ 128,2 millones, compensado en parte por la disminución principalmente de los relativos a valor neto realizable de inventarios US\$ 23,0 millones y la disminución de los relativos a propiedades, planta y equipo de US\$ 20,2 millones.

- La cuenta Propiedades planta y equipo aumenta US\$ 59,6 millones al pasar de US\$ 2.797,7 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 2.857,3 al 30 de septiembre de 2016 (2,1%) principalmente por aumento de las construcciones en curso debido a construcción de Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua, además de mantención de estanques y ductos.

- La cuenta Activos por impuestos corrientes aumenta US\$ 35,6 millones al pasar de US\$ 92,2 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 127,8 al 30 de septiembre de 2016 (38,6%), principalmente a debido a un incremento de la cuenta IVA Crédito fiscal.

-Un aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente de US\$ 15,6 millones al pasar de US\$ 26,8 millones al cierre de 2015 a US\$ 42,4 millones al 30 de septiembre de 2016 (58,2%), lo que se explica a consecuencia de la posición de cierre, con la cuenta por cobrar al Ministerio de Energía.

- La cuenta Otros activos corrientes aumenta US\$ 17,6 millones en su conjunto, al pasar de US\$ 5,2 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 22,8 al 30 de septiembre de 2016, por el reconocimiento de las primas de seguros anuales pagados en forma anticipado.

Lo anterior, se ve parcialmente compensado, principalmente por:

- Una disminución de US\$ 68,4 millones (76,2%) en la cuenta Otros activos financieros corrientes respecto a diciembre 2015, producto de la posición de cierre de los derivados de coberturas, principalmente Time Spread Swap - TSS que disminuye US\$ 79,8 millones, compensado con US\$ 11,4 que corresponde a la reclasificación de la 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\$ 55,0 millones (8,7%) obedece principalmente a un aumento en la estimación de deudores incobrables por US\$ 13,8 millones y una disminución de cuentas por cobrar por TSS liquidados, y pendiente de cobro, que al 31 de diciembre tuvo un saldo de US\$41 millones y al 30 de septiembre de US\$1 millón.

- Disminución en la cuenta Otros activos no corrientes de US\$ 28,7 millones (29,8%) principalmente por los activos financieros no corrientes que disminuye US\$ 27,9 millones (Bonos de la nación argentina US\$ 13,9 millones y escrow account disminución de US\$ 14,0 millones).

- Una disminución de US\$ 15,7 millones (10,7%) en el rubro Inversiones contabilizadas por el método de la participación debido principalmente a ajuste en asociada GNL Quintero S.A., se reclasificó en sus Estados Financieros del Año 2015, la presentación del unwind del contrato de derivado asociado al refinanciamiento de su deuda, cuyo efecto en ENAP fue una disminución de la inversión de US\$ 18,5 millones, compensado con el reconocimiento del resultado proporcional del periodo y otros efectos por US\$ 2,8 millones.

PASIVOS

Al 30 de septiembre de 2016 los pasivos en su conjunto aumentaron en US\$ 73,7 millones (1,6%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2015. Las principales variaciones corresponden a:

- Las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, aumentaron en US\$ 51,7 millones (11,9%) principalmente debido la relación con proveedores de crudo.

- El nivel de otros pasivos financieros corrientes y no corrientes aumentó en US\$ 31,9 millones debido principalmente a posición neta de los instrumentos de cobertura de corto plazo (TSS, SDI y tipo de cambio) lo que originó un mayor pasivo de US\$ 17,1 millones, respecto del 31 de diciembre de 2015 y nueva deuda de corto plazo por US\$ 14,8 millones.

- Las Cuentas Otros pasivos no corrientes aumentó en su conjunto US\$ 33,5 millones (9,6%) principalmente debido a los pasivos por impuestos diferidos que pasaron de US\$ 141,6 millones al 31 de diciembre de 2015 al US\$ 168,9 al 30 de septiembre de 2016, debido a un aumento en los gastos diferidos financieramente.

Lo anterior se ve compensado principalmente por:

- La disminución en la cuenta Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente de US\$ 22,9 millones (58,4%) al pasar de 39,2 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 16,3 millones al 30 de septiembre de 2016, debido principalmente a la disminución de la cuenta con Petropower Energía Ltda. de US\$ 13,7 millones, a la disminución de la cuenta con Codelco de US\$ 5,0 millones y a la disminución de la cuenta con GNL Chile S.A. por US\$ 3,9 millones.

- La disminución en la cuenta Otros pasivos corrientes de US\$ 20,5 millones (16,0%) al pasar de 128,3 millones al 31 de diciembre de 2015 a US\$ 107,8 millones al 30 de septiembre de 2016, debido principalmente a la disminución de US\$ 21,2 millones en los pasivos por impuestos corrientes (Impuestos a la renta por pagar US\$ que disminuye US\$ 13,6 millones e Impuesto específico a los combustibles que disminuye US\$ 5,5 millones).

PATRIMONIO

- El Patrimonio aumentó en US\$ 68,1 millones (9,7%) al 30 de septiembre de 2016 respecto al 31 de diciembre de 2015, producto de la utilidad del periodo de US\$ 104,5 millones compensado con otros cargos a otras reservas por US\$ 36,4 millones, coberturas por US\$ 18,6 millones, reconocimiento de ajuste Patrimonial en GNL Quintero S.A. por US\$ 17,8 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de septiembre de 2016 y 2015, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 110,7 millones al 30 de septiembre de 2016 que se compara con US\$ 282,9 millones al 30 de septiembre de 2015.

El flujo de actividades de operación fue un saldo positivo de US\$ 496,6 millones al 30 de septiembre de 2016, que se compara con los US\$ 738,3 millones al 30 de septiembre de 2015. Los flujos de operación de cobros por venta de bienes y pago proveedores siguen la tendencia de los precios del Crudo Brent a los cuales están indexados.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 390,2 millones, que se compara con US\$ 431,0 millones al 30 de septiembre de 2015. Esto es debido principalmente a una disminución de la inversión neta en propiedades, planta y equipo por US\$ 24,7 millones, una compra de participación en Geotérmica del Norte S.A. por US\$ 20 millones realizada al tercer trimestre de 2015 compensado por otros movimientos por US\$ 3,9 millones.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 107,1 millones al 30 de septiembre de 2016 el que se compara con el flujo utilizado en actividades de financiación de US\$ 168,2 millones al 30 de septiembre de 2015. Las principales variaciones fueron la obtención de un préstamo de largo plazo para financiar el proyecto PIAM en Argentina por MUS\$ 75 millones y neto de pagos de créditos de corto plazo.

El detalle de los principales rubros es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	sep-16	sep-15	Var	Var.%
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	496,6	738,3	(241,7)	32,7%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(390,2)	(431,0)	40,7	9,5%
Flujos de efectivo (utilizados en) provenientes de actividades de financiación	(107,1)	(168,2)	61,1	36,3%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(0,8)	139,1	(139,9)	100,6%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(2,1)	(9,7)	7,6	78,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(2,9)	129,4	(132,3)	102,2%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	113,6	153,5	(39,9)	26,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	110,7	282,9	(172,2)	60,9%

5.- EBITDA

El EBITDA de US\$ 530,7 millones al 30 de septiembre de 2016 se compara con los US\$ 664,9 obtenidos en igual período de 2015, el detalle es el siguiente:

EBITDA	sep-16	sep-15	Var. US\$	Var.%
Margen Bruto	444,6	584,1	(139,5)	24%
Otros ingresos, por función	29,1	17,5	11,7	67%
Costos de distribución	(152,5)	(149,6)	(2,9)	2%
Gastos de administración	(66,6)	(61,6)	(4,9)	8%
Otros gastos, por función	(60,4)	(44,5)	(15,9)	36%
Resultado Operacional	194,3	345,8	(151,5)	44%
Depreciación y cuota de agotamiento ⁽¹⁾	298,7	278,3	20,3	7%
Abandono pozos exploratorios ⁽²⁾	27,3	10,8	16,6	153%
Estudios geológicos y costos no absorbidos ⁽³⁾	5,0	4,5	0,5	12%
Otras provisiones no operacionales ⁽⁴⁾	(2,8)	4,1	(6,9)	169%
Costos campañas exploratorias ⁽⁴⁾	8,2	21,3	(13,2)	62%
EBITDA	530,7	664,9	(134,2)	20,2%

⁽¹⁾ Ver Nota 15 letra f) en los estados financieros consolidados

⁽²⁾ Ver Nota 30, otros gastos por función, en los estados financieros consolidados

⁽³⁾ Incorporado en el rubro Costo de Ventas

⁽⁴⁾ Ver Nota 30, otros gastos por función, en los estados financieros consolidados

Al 30 de septiembre de 2016 la contribución al EBITDA por la Línea de negocios de Refinación y Comercialización es de US\$ 387,2 millones, por la Línea Exploración y Producción es de US\$ 148,3 millones y la Línea Gas y Energía obtuvo un EBITDA negativo de US\$ 4,8 millones; a la misma fecha del año 2015 la contribución al EBITDA por la Línea Refinación y Comercialización fue de US\$ 471,8 millones, por la Línea Exploración y Producción fue de US\$ 172,9 millones y la Línea Gas y Energía US\$ 20,1 millones.

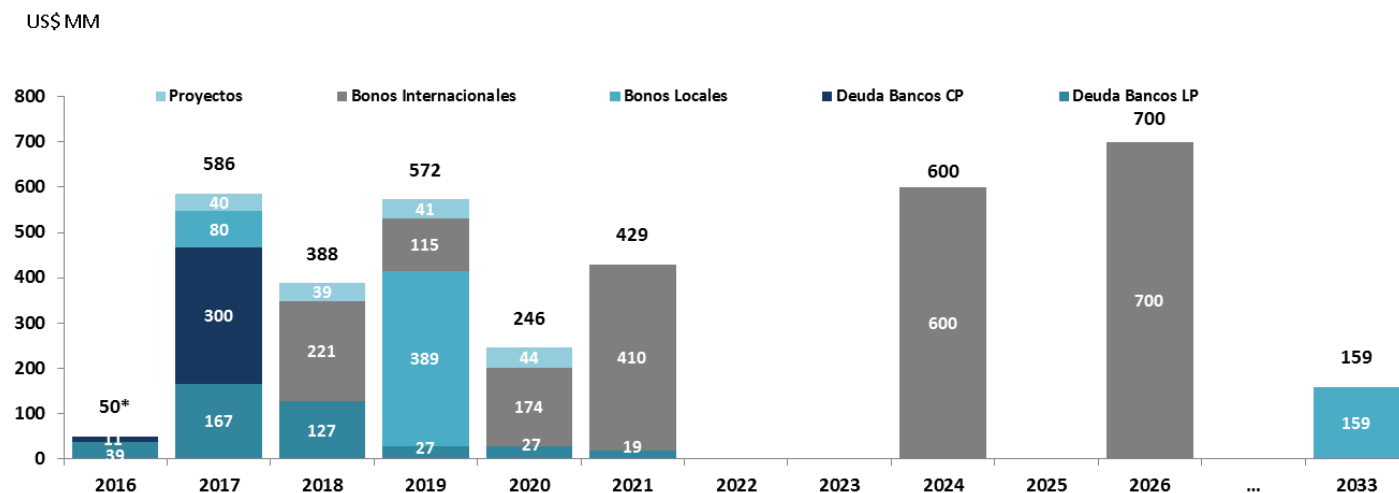
6.- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO.

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 periodo al 30 de septiembre de 2016, e igual período de 2015:

Cifras en Millones de dólares (US\$)						
Información por segmentos de negocios	R&C sep-16	E&P sep-16	G&E sep-16	R&C sep-15	E&P sep-15	G&E sep-15
Ingresos actividades ordinarias	3.223,6	398,8	174,7	4.275,6	467,2	226,0
Costos de ventas	(2.871,3)	(308,0)	(176,5)	(3.816,7)	(365,9)	(204,3)
Subtotal	352,4	90,8	(1,8)	459,0	101,3	21,7
Resultado ventas interlineas	16,1	1,1	0,0	13,4	5,2	0,0
Distribución del corporativo	(6,3)	(6,3)	(1,4)	(9,4)	(3,9)	(3,1)
Margen bruto	362,2	85,6	(3,2)	463,0	102,6	18,6

7.- PERFIL AMORTIZACIÓN DEUDA NETA ANUAL ENAP AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2016

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	sep-16	dic-15	Var.	Var.%
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	1,37	1,39	(0,02)	1,5%
Razón Ácida ⁽²⁾	0,79	0,88	(0,09)	10,3%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO	sep-16	dic-15	Var.	Var.%
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	6,28	6,78	(0,51)	7,4%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	4,80	5,08	(0,28)	5,5%
Razón de endeudamiento, financiero corriente ⁽³⁾	13,97	12,93	1,04	8,1%
Razón de endeudamiento, financiero no corriente ⁽⁴⁾	86,03	87,07	(1,04)	1,2%
	sep-16	sep-15	Var.	Var.%
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	3,71	4,65	(0,94)	20,3%

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

⁽²⁾ Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros-efect y eq al efect) / Patrimonio total

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

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

⁽⁵⁾ Cobertura gastos financieros = EBITDA / Costos financieros

ACTIVIDAD	sep-16	dic-15	Var.	Var.%
Activos	sep-16	dic-15	Var.	Var.%
Activos totales ⁽¹⁾	5.596	5.454	142	2,6%
Activos promedio ⁽²⁾	5.525	5.555	(31)	0,6%
Inventarios	sep-16	dic-15	Var.	Var.%
Rotación de inventarios ⁽³⁾	7,05	8,74	(1,69)	19,4%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	1,70	1,37	0,33	24,0%

⁽¹⁾ Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

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

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

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

RENTABILIDAD	sep-16	dic-15	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	4,49	27,91	(23,42)	83,9%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	0,62	3,07	(0,39)	12,8%

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

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

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

En el período enero-septiembre de 2016, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 43,2 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 24 % con respecto al promedio de enero-septiembre de 2015 (56,6 US\$/bbl).

Este gran descenso en el precio se explica principalmente por una situación de sobreoferta en el mercado mundial que comenzó en el 2014 y que se intensificó a lo largo de 2015 y lo que va del 2016. Como se observa en el cuadro siguiente, lo anterior aconteció pese a que el nivel de oferta de crudo experimentó un crecimiento significativamente menor al exhibido por la demanda y más aún, la acumulación de inventarios fue menor.

MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2016
(Cifras en millones de barriles diarios)

	Ene-Sep 2016	Ene-Sep 2015	Variación
DEMANDA	95,13	93,99	1,15
OECD	46,38	46,41	-0,03
NO-OECD	48,76	47,57	1,18
OFERTA	95,81	95,56	0,26
Norteamérica	21,75	22,20	-0,46
Resto NO-OPEP	35,02	35,13	-0,11
LGN y Condensados OPEP	6,71	6,55	0,15
Crudo OPEP	32,34	31,67	0,67
VARIACIÓN INVENTARIOS	0,7	1,6	
<i>Fuente: Departamento e Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook October 2016"</i>			

Diversas razones explican este escenario. En primer lugar, si bien el mercado ha tendido hacia un equilibrio, la valoración del precio del crudo continúa en función de los excedentes construidos en períodos anteriores, en particular, durante los años 2014 y 2015.

En segundo lugar, acontecieron eventos y surgieron informaciones relativas a la OPEP que generaron expectativas desalentadoras en cuanto a la producción que esta organización exhibiría y deterioraron fuertemente los precios. En particular, las fricciones al interior de ella que desencadenaron en el abandono de la meta de producción a finales de 2015 y el fracaso de potenciales acuerdos en las reuniones de Doha (abril) y Viena (junio). Asimismo, la velocidad con que Irán ha recuperado sus niveles de producción luego de que se le levantaran sus sanciones a inicios del presente año.

Finalmente, la industria del shale oil ha continuado mejorando la eficiencia de su proceso productivo, disminuyendo en estos últimos dos años sus costos de corto plazo en un 35%. Si bien, esto aún no se ha traducido en un aumento de su producción, las expectativas en torno a su futuro comportamiento han comenzado a alinearse en torno a una potencial reactivación. Más aún, cuando los pronósticos relativos al comportamiento del precio para los meses siguientes, consolidan un mejoramiento de estos.

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 el período enero-septiembre de 2016 en relación a igual período de 2015, siguiendo a grandes rasgos la caída del precio del crudo Brent.

El precio de la gasolina promedió 56,0 US\$/bbl en enero-septiembre de 2016, bajando así en 23% con respecto al mismo período en 2015. El precio de la gasolina cayó así en proporción al precio del crudo. Si bien es cierto que el consumo promedio de gasolina se ha visto incrementado en un 3% en relación al período anterior, la acumulación promedio de los inventarios de gasolina lo hizo en un 6%. Lo anterior sería explicado debido a que ante los buenos pronósticos sobre el consumo para la temporada de verano norteamericano, la oferta sobreestimó sus niveles.

En el caso del precio del diesel, el promedio del período enero-septiembre de 2016 fue 53,1 US\$/bbl, esto es, 25% menor al promedio de enero-septiembre del año pasado. Lo anterior es explicado en parte por un significativo incremento de sus niveles de inventarios promedio en un 15% y un debilitamiento de su demanda en un 4%. Dado que el consumo de este producto está estrechamente relacionado con la actividad económica y que en la Costa del Golfo depende en parte de las exportaciones que se realizan hacia Europa y Asia, el menor crecimiento económico de estos continentes ha deteriorado los envíos. En particular, de acuerdo al último reporte del Banco Mundial, la zona de Euro habría visto disminuida su actividad en un 0,1% y el continente Asiático en un 0,2%.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 29,1 US\$/bbl en el período enero-septiembre de 2016, con una baja de 34% con respecto a igual período de 2015. Mayores regulaciones medio ambientales que restringen su uso y un mayor uso del gas natural en la industria petroquímica han ocasionado un desmedro del consumo de este producto.

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.

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

El negocio de ENAP Refinerías S.A. consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo a su política de precios de paridad de importación. El margen de refinación se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o “crack”). Considerando un nivel de refinación 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\$ 6,5 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 licitación 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).

12.- RIESGOS DEL 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 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.