



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
SEMESTRAL AL 30 DE JUNIO DE 2014**

ENAP REFINERÍAS S.A.

2014

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Clasificado de Enap Refinerías S.A. y Filiales, al 30 de junio de 2014 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2013, y los resultados consolidados intermedios de Enap Refinerías S.A. y Filiales, para el período comprendido entre el 01 de enero y el 30 de junio de los años 2014 y 2013. 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 Refinerías S.A., tuvo una pérdida en el período de US\$ 11 millones, situación que se compara con la utilidad obtenida al 30 de junio de 2013 de US\$ 54 millones. Esta variación de US\$ 65 millones se explica por una variación en el Margen Bruto de US\$ 108 millones, desde US\$ 218 millones a junio de 2013 a US\$110 millones a junio de 2014. Por otra parte, el EBITDA generado al primer semestre de 2014 alcanzó a US\$ 122 millones, menor al generado en el mismo período de 2013, que ascendió a US\$ 228 millones. El patrimonio de Enap Refinerías S.A., llegó a US\$ 178 millones al cierre de junio 2014, disminuyendo en US\$ 23 millones respecto diciembre 2013.

Durante el primer semestre de 2014 las variables operativas de la Empresa, presentaron un comportamiento similar al mismo período de 2013. No obstante lo anterior, al igual que en el primer trimestre de 2014, la evolución del mercado internacional impactó negativamente los resultados financieros. En este periodo se tuvo una disminución de los ingresos, debido a márgenes internacionales para productos derivados del petróleo inusualmente bajos, manteniendo la tendencia observada en el primer trimestre de 2014, la que se arrastra desde fines de 2013. En esa línea, el margen para la gasolina regular en la costa del Golfo de USA (referencia para el precio de la gasolina 93) resultó ser de 8,3 US\$/bbl respecto del crudo Brent, vs 12,2 US\$/bbl observados entre los meses enero y junio de 2013. En el caso del diesel, se verificó un deterioro apenas levemente menos severo del margen en la costa del Golfo con respecto al crudo Brent, que bajó de 17,8 US\$/bbl en el primer semestre de 2013 a 14,5 US\$/bbl en enero-junio de 2014. Asimismo, se evidenció un margen por la venta de gas natural significativamente menor en el primer semestre de 2014 respecto a igual período de 2013, debido principalmente a un mayor costo del gas natural licuado.

A pesar de este escenario más desfavorable en los márgenes del negocio de refinación y gas natural, la Empresa a junio de 2014 mantuvo una mayor tasa de utilización promedio de Refinerías, permitiendo a su vez, una mayor producción propia. Destaca la producción de Gasolinas, que en marzo del presente año se sitúa en la mayor producción histórica de esta familia de productos. Por otra parte, se ha logrado disminuir el nivel de inventario de crudos y productos en medio millón de barriles respecto del promedio observado en 2013, mejorando de esta forma su requerimiento de capital de trabajo.

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	jun-14	jun-13	Var. US\$	Var.%
Ingresos de actividades ordinarias	4.850	5.353	(503)	9,4%
Costos de ventas	(4.740)	(5.135)	395	7,7%
Margen bruto	110	218	(108)	49,5%
Otros ingresos, por función	12	23	(11)	47,8%
Costos de distribución	(74)	(82)	8	9,8%
Gasto de administración	(9)	(14)	5	35,7%
Otros gastos, por función	(11)	(2)	(9)	450,0%
Otras ganancias (pérdidas)	2	0	2	indet.
Ingresos financieros	0	1	(1)	100,0%
Costos financieros	(54)	(68)	14	20,6%
Participación en asociadas	0	8	(8)	100,0%
Diferencias de cambio	(5)	(14)	9	64,3%
Pérdida, antes de impuestos	(29)	70	(99)	141,4%
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias	18	(16)	34	212,5%
Utilidad (pérdida) del ejercicio	(11)	54	(65)	120,4%
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	3	2	1	20,6%
Utilidad (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(14)	52	(66)	127,2%

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	jun-14	dic-13	Var. US\$	Var.%
ACTIVOS	4.192	4.244	(52)	1,2%
Efectivo y equivalentes al efectivo	21	27	(6)	22,2%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	759	766	(7)	0,9%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	126	23	103	447,8%
Inventarios	1.079	1.226	(147)	12,0%
Activos por impuestos corrientes	48	13	35	269,2%
Otros activos corrientes	17	4	13	325,0%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	8	10	(2)	20,0%
Propiedades, planta y equipo, neto	1.686	1.747	(61)	3,5%
Activos por impuestos diferidos	379	358	21	5,9%
Otros activos no corrientes	69	70	(1)	1,4%
PASIVOS	4.014	4.043	(29)	0,7%
Otros pasivos financieros corrientes	91	79	12	15,2%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.182	1.429	(247)	17,3%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	2.284	2.041	243	11,9%
Otros pasivos corrientes	103	103	0	0,0%
Otros pasivos financieros no corrientes	254	285	(31)	10,9%
Otros pasivos no corrientes	100	106	(6)	5,7%
PATRIMONIO	178	201	(23)	11,4%

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	jun-14	jun-13	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas productos propios	3.919	4.053	(134)	3,3%
Ingresos por ventas productos importados	590	1.080	(490)	45,4%
Ingresos por servicios	5		5	indet.
Ingresos ventas de crudo	102	6	96	indet.
Ingresos por ventas gas natural	234	214	20	9,3%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	4.850	5.353	(503)	9,4%

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 4.850 millones al 30 de junio de 2014, los cuales se comparan con US\$ 5.353 millones al 30 de junio de 2013:

Los ingresos por ventas de productos propios y productos importados disminuyó un 12,6%, por una caída de un 10,3% en el volumen de ventas medido en metros cúbicos, desde los 6.587,9 Mm³ al 30 de junio de 2013 a 5.908,2 Mm³ al 30 de junio de 2014, principalmente por una menor demanda de diesel importado por parte de las empresas termoeléctricas, complementado con una disminución de un 2,5% en el precio de venta promedio referida a la paridad de importación, de 125,8 US\$/Bbl a 122,6 US\$/Bbl.

Los ingresos por ventas de gas natural aumentaron respecto de igual periodo del año anterior por mayores ventas de un 9,3%.

El margen primo total que corresponde a los ingresos por ventas de productos propios menos el costo de materia prima, generó una variación negativa en el margen primo de 12,4% al 30 de junio de 2014 comparado con igual período de 2013, de acuerdo al siguiente detalle:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Productos propios	jun-14	jun-13	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas	3.919	4.053	(134)	3,3%
Costo de venta primo	(3.398)	(3.458)	60	1,7%
Margen primo total	521	595	(74)	12,4%
MARGEN PRIMO US\$ / Bbl	16,4	18,5	(2,1)	11,4%

El margen para la gasolina regular en la costa del Golfo de USA resulto ser de 8,3 US\$/bbl respecto del crudo Brent, vs 12,2 US\$/bbl observados entre los meses enero y junio 2013 y un deterioro apenas levemente menos severo se observó en el caso del margen del diesel en la costa del Golfo con respecto al crudo Brent, que bajó de 17,8 US\$/bbl en el primer semestre de 2013 a 14,5 US\$/bbl en enero-junio de 2014.

Los ingresos por venta de productos propios alcanzaron a US\$ 3.919 millones, inferiores a los US\$ 4.053 millones (3,3%) de venta de producción propia al 30 de junio de 2013. La razón principal de esta disminución en el ingreso es consecuencia de una disminución de la colocación de un menor volumen en el

mercado, disminuyendo la venta de productos propios desde 5.123,6 Mm3 vendidos al 30 de Junio del 2013 a sólo 5.093,6 Mm3 al mismo periodo del presente año.

La disminución en el volumen de venta de producción propia se explica por el decremento en un 16,8% en el volumen de ventas de petróleos combustibles y un 0,3% de diesel. Esta disminución en el volumen de venta de producción propia (2,2%), respecto al volumen del ejercicio anterior. En el caso de las Gasolinas y los LPG observamos un aumento en la venta de productos de elaboración propia del 6,28% y 9,99% respectivamente, los cuales compensan en parte la baja en los otras dos familias de productos. Por su parte el abastecimiento a través de los productos importados alcanzó solo el 14,92%, comparado al 20,90% del mismo periodo 2013.

Al 30 de junio de 2014 y 2013 el comportamiento mensual de los precios menos el costo de materia prima de la producción propia vendida, medido en US\$/Bbl, disminuyó en 2,1 US\$/Bbl, equivalente a un 11,4%.

Margen Primo - Producción Propia 2014 (US\$/Bbl)							
	ene	feb	mar	abr	may	jun	Promedio
Precio de venta	121,5	120,9	124,2	122,5	122,0	123,4	122,4
Costo materia prima	105,4	103,6	105,6	105,5	107,2	108,9	106,1
Margen US\$/Bbl	16,1	17,3	18,6	16,9	14,8	14,5	16,4

Margen Primo - Producción Propia 2013 (US\$/Bbl)							
	ene	feb	mar	abr	may	jun	Promedio
Precio de venta	126,1	128,4	131,0	123,3	120,2	117,6	124,4
Costo materia prima	107,8	113,0	107,9	104,4	101,8	101,0	106,0
Margen US\$/Bbl	18,4	15,4	23,1	18,9	18,4	16,6	18,5

COSTOS DE VENTAS

Los Costos de ventas al 30 de junio de 2014 disminuyeron en US\$ 395 millones respecto al año anterior, representando un 98% del ingreso de venta por actividades ordinarias, lo que se compara negativamente con un 96% a igual periodo del año anterior:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Ratio Costo de venta a Ingresos de actividades	jun-14	%	jun-13	%
Ingresos de actividades ordinarias	4.850	100%	5.353	100%
Costos de ventas	(4.740)	-98%	(5.135)	-96%
Margen bruto	110	2%	218	4%

Tal como se observa en el cuadro adjunto, el costo de venta tuvo una reducción de US\$ 395 millones en los al 30 de junio de 2014 respecto igual período de 2013, que se explican principalmente por la disminución neta en los costos por compra de productos importados, diesel y productos refinados. Compensado con el aumento de los costos de compra de gas natural y por el costo de una venta de crudo off-shore realizada durante el semestre.

Con respecto a las importaciones de productos (diesel, LPG y Gasolinas), estas totalizaron 735 Mm3 al 30 de junio de 2014, lo cual se compara con los 1.354 Mm3 del periodo anterior, esta importante disminución

de un 46% se explica por menor demanda de diesel por parte de las empresas termoeléctricas, y una baja en la disponibilidad de LPG proveniente de Argentina – Área Magallanes.

Por otra parte el costo de compra de crudo disminuyó US\$ 81 millones (2,3%) lo que se explica por una baja en metros cúbicos vendidos desde 5.267,6 Mm³ al 30 de junio de 2013 a 5.173,1 Mm³ al 30 de junio de 2014.

Esto implicó que los costos representen un 98% del ingreso de actividades ordinarias, superior al 96% de igual período del año 2013, esto se traduce en un menor margen bruto para el periodo 2014.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costo de venta desagregados	jun-14	jun-13	Var. US\$	Var. %
Costos por compra de crudo	(3.398)	(3.458)	60	1,7%
Costos operacionales no crudo	(465)	(520)	55	10,5%
Costos de compra de productos	(570)	(1.029)	459	44,6%
Costo por venta de gas natural	(205)	(128)	(77)	60,2%
Total Costo de venta	(4.740)	(5.135)	395	7,7%

La diferencia de US\$ 55 millones en los costos operacionales no crudo, que al 30 de junio de 2014 alcanzaron a US\$ 465 millones de dólares, inferiores a los US\$ 520 millones acumulados al primer semestre del año 2013, se explica principalmente por los costos variables que disminuyeron en US\$ 52 millones, que a su vez se explica por los costos unitarios de energía eléctrica que disminuyen en torno al 11%, y de fuel gas que disminuyó en torno a un 8%. También afecta la depreciación del peso entre ambos periodos y su efecto en los salarios y otros costos no crudo. El detalle siguiente muestra los costos operacionales no crudo.

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	jun-14	jun-13	Var. US\$	Var. %
Costos variables	(252)	(304)	52	17,0%
Costos fijos	(124)	(124)	0	0,0%
Depreciación	(81)	(83)	2	2,4%
Logística	(8)	(9)	1	11,1%
Total costos operacionales no crudo	(465)	(520)	55	10,5%

MARGEN BRUTO

Durante el primer semestre de 2014 las variables operativas presentaron un comportamiento similar al mismo período de 2013. No obstante lo anterior, al igual que en el primer trimestre de 2014, la evolución del mercado internacional impactó negativamente los resultados financieros. En este periodo se tuvo una disminución de los ingresos, debido a márgenes internacionales para productos derivados del petróleo inusualmente bajos, manteniendo la tendencia observada en el primer trimestre de 2014, la que se arrastra desde fines de 2013. En esa línea, el margen para la gasolina regular en la costa del Golfo de USA (referencia para el precio de la gasolina 93) resultó ser de 8,3 US\$/bbl respecto del crudo Brent, vs 12,2 US\$/bbl observados entre los meses enero y junio de 2013. En el caso del diesel, se verificó un deterioro apenas levemente menos severo del margen en la costa del Golfo con respecto al crudo Brent, que bajó de 17,8 US\$/bbl en el primer semestre de 2013 a 14,5 US\$/bbl en enero-junio de 2014. Asimismo, se evidenció

un margen por la venta de gas natural significativamente menor en el primer semestre de 2014 respecto a igual período de 2013, debido principalmente a un mayor costo del gas natural licuado.

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Costos de distribución corresponden a logística y área comercial destinada directamente a esta función, estos costos ascendieron a US\$ 74 millones lo que representa un 9,8% de disminución respecto al primer semestre de 2013. Esta disminución se debe principalmente a menores costos asociados a fletes marítimos, principalmente.

Los Costos financieros, por su parte, tuvieron una disminución de US\$ 14 millones (20,6%) al pasar de US\$ 68 millones acumulado al 30 de junio de 2013 a US\$ 54 millones al 30 de junio de 2014. Debido a la disminución de US\$ 127 millones en cuenta corriente con la Matriz Enap y a menores saldos de capital de las obligaciones bancarias asociadas a los financiamientos de largo plazo.

La disminución de US\$ 5 millones en gastos de administración, que pasaron de US\$ 14 millones al 30 de junio de 2013 a US\$ 9 millones al 30 de junio de 2014, se explica por la devaluación del peso chileno respecto del dólar, lo cual afecta principalmente a los costos de personal y a costos el filial de Perú reconocidos durante 2013.

El concepto Diferencia de cambio reflejó una pérdida de US\$ 5 millones al 30 de junio de 2014 que se compara con la pérdida de US\$ 14 al 30 de junio de 2013 por este mismo concepto. Este valor refleja una compensación entre el costo de las coberturas de cuentas por cobrar y la depreciación del peso chileno que afectó los saldos acreedores del balance. Las coberturas de cuentas por cobrar 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.

El rubro Impuesto a la renta reflejó un beneficio de US\$ 18 millones al 30 de junio de 2014, lo que se compara con el gasto de US\$ 16 millones en el primer semestre de 2013, esta variación se origina principalmente en diferencias permanentes relacionados con la pérdida tributaria de la empresa, además de los efectos asociados a los resultados explicados anteriormente.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 30 de junio de 2014 el total de activos presenta una disminución de US\$ 52 millones (1,2%) con relación al existente al 31 de diciembre de 2013. Esta disminución se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- El rubro Inventarios refleja una disminución de US\$ 147 millones (12,0%) con respecto al 31 de diciembre de 2013. Las principales variaciones son el efecto de:

- El menor valor del Inventario de Crudos para refinación, que disminuye desde US\$ 577,5 millones a US\$ 439,4 millones (23,9%) explicado principalmente por una disminución en el volumen de inventarios, que baja desde 854,1 Mm³ en diciembre de 2013 a 662,5 Mm³ (22,4%) al 30 de junio de 2014, complementado con el efecto de una disminución de los precios internacionales del crudo, que se refleja en el costo unitario, pasando de 107,5 US\$/Bbl en diciembre de 2013 a 105,4 US\$/Bbl (1,9%) al 30 de junio de 2014.
- Un menor valor del Inventario de Productos, que disminuye desde US\$ 595,2 millones a US\$ 586,6 millones explicado por la disminución en el volumen de inventario de productos, de 812,1 Mm³ a 793,5 Mm³ (2,3%) y por un mayor precio en el costo unitario de las existencias que aumenta de 116,5 US\$/Bbl a 119,5 US\$/Bbl (2,6%).

El rubro Propiedades, plantas y equipos refleja una disminución de US\$ 61 millones (3,5%) producto de un cargo por depreciaciones de US\$ 95 millones neto de adiciones en construcciones, plantas y equipo por US\$ 34 millones.

Lo anterior se ve compensado por:

Los saldos por cobrar y pagar a entidades relacionadas ameritan una mirada en conjunta. Esta mirada muestra un incremento en las cuentas por pagar a entidades relacionadas en el periodo junio 2014 y diciembre 2013 en US\$ 140 millones, donde US\$ 152 son precisamente con ENAP (cuenta por pagar) a través de su financiamiento operacional entregado a ERSA. Los otros US\$ 12 se distribuyen en las demás sociedades del grupo.

El rubro Activos por impuestos diferidos refleja un aumento de US\$ 21 millones respecto a diciembre 2013, de los cuales US\$ 19 corresponden a incremento en el activo asociado a las pérdidas tributarias de la Empresa.

PASIVOS

Al 30 de junio de 2014 los pasivos en su conjunto disminuyeron en US\$ 29 millones (0,7%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2013. Las principales variaciones corresponden a:

La disminución de las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por US\$ 247 millones (17,3%) principalmente debido a la disminución de las cuentas proveedores extranjeros y acreedores varios extranjeros por pago de crudo.

El nivel de los pasivos financieros no corrientes disminuyó en US\$ 31 millones, se descompone de US\$ 24 millones por la amortización semestral de capital de las obligaciones de largo plazo que mantienen las empresas filiales asociados al financiamiento de sus plantas, principalmente con BNP - Paribas, y por la disminución de la cobertura de flujo de caja asociada a las tasas de interés por US\$ 6 millones.

Lo anterior se ve compensado por:

Para las Cuentas por Pagar a entidades relacionadas, favor ver explicación en las “Cuentas por Cobrar a entidades relacionadas”.

PATRIMONIO

El Patrimonio de la Empresa disminuyó en US\$ 23 millones (11,4%) al 30 de junio de 2014 respecto al 31 de diciembre de 2013, producto del resultado del periodo y por 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 30 de junio de 2014 y 2013, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y de Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 21 millones al 30 de junio de 2014, que se compara con US\$ 31 millones al 30 de junio de 2013.

El flujo de efectivo procedente de actividades de operación, tuvo un saldo de US\$ 60 millones al 30 de junio de 2014, que se compara con los flujos de efectivo procedentes de actividades de operación de US\$ 84 millones al 30 de junio de 2013. Si bien disminuyeron los cobros procedentes de ventas de bienes y prestación de servicios en US\$ 74 millones, también lo hicieron los pagos por actividades de operación en US\$ 95 millones, por otra parte existen incrementos por cuenta de los empleados por US\$ 18 y en pagos de impuestos por US\$ 27.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 34 millones, que se compara con el flujo de efectivo utilizado de US\$ 45 millones al 30 de junio de 2013. El rubro que representó la mayor disminución fue el de compra de propiedades, planta y equipos que lo hizo en US\$ 10 millones respecto a igual período en 2013.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 31 millones que se compara con los US\$ 33 millones de flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación al 30 de junio de 2013.

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	jun-14	jun-13	Var. US\$	Var. %
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	60	84	(24)	28,6%
Flujos de efectivoutilizados en actividades de inversión	(34)	(45)	11	24,4%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(31)	(32)	1	3,1%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(5)	7	(12)	171,4%
Variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(1)	(1)	0	25,6%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(6)	6	(12)	195,7%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	27	25	2	8,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	21	31	(10)	31,4%

5.- EBITDA

El EBITDA generado al primer semestre de 2014 alcanzó a US\$ 122 millones, lo que se compara con los US\$ 228 millones del período 2013. La conciliación del EBITDA a partir del margen bruto se presenta a continuación:

EBITDA	jun-14	jun-13	Var. US\$	Var. %
Margen Bruto	110	218	(107)	49,3%
Otros ingresos, por función	12	23	(12)	49,8%
Costos de distribución	(74)	(82)	8	9,7%
Gastos de administración	(9)	(14)	4	32,2%
Otros gastos, por función	(11)	(3)	(9)	345,4%
Resultado Operacional	27	142	(115)	80,9%
Depreciación	95	86	9	10,3%
EBITDA	122	228	(106)	46,6%

6.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Los principales indicadores financieros de liquidez, endeudamiento, actividad y rentabilidad de Enap Refinerías S.A. y filiales, se detallan a continuación:

LIQUIDEZ		jun-14	dic-13	Var.	Var. %
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	0,56	0,56	(0,00)	0,7%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,27	0,23	0,04	16,4%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		jun-14	dic-13	Var.	Var. %
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	22,61	20,09	2,52	12,5%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	1,83	1,67	0,16	9,4%
Razón de endeudamiento, corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	26,39	21,64	4,75	21,9%
Razón de endeudamiento, no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	73,61	78,36	(4,75)	6,1%
		jun-14	jun-13	Var.	Var. %
Cobertura gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	2,2	3,3	(1,08)	32,8%
R.A.I.I.D.A.I.E. ⁽⁶⁾	(Millones US\$)	119	223	(104)	46,5%

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

⁽²⁾ Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros) / 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 = R.A.I.I.D.A.I.E. / Costos financieros

⁽⁶⁾ R.A.I.I.D.A.I.E. = Resultado antes de imptos, intereses, depreciación, amortización e items extraordinarios

ACTIVIDAD					
Activos		jun-14	dic-13	Var.	Var. %
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	4.192	4.244	(51,86)	1,2%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	4.218	4.465	(247,01)	5,5%
Inventarios		jun-14	dic-13	Var.	Var. %
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	8,47	7,72	0,75	9,7%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,42	1,55	(0,14)	8,8%

⁽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

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

RENTABILIDAD					
		jun-14	dic-13	Var.	Var. %
Rentabilidad de patrimonio promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	8,26	48,59	(40,33)	83,0%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	0,37	1,81	(1,44)	79,5%
Utilidad (pérdida) por acción ⁽³⁾	(US\$)	0,09	0,46	(0,37)	80,7%

⁽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 período actual + Activos totales periodo anterior) / 2

⁽³⁾ Utilidad (pérdida) por acción = Resultado últimos 12 meses / Número de acciones

7.- 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.

8.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Situación de Oferta y Demanda

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (*Short Term Energy Outlook, Julio 2014*) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 90,9 millones de barriles por día (MM bpd) en el primer semestre de 2014, aumentando 1,2 MM bpd con respecto a igual lapso de 2013. El crecimiento se debió al dinamismo del consumo en las naciones en desarrollo, que subió 1,3 MM bpd, contrastando con la disminución de 100.000 bpd del consumo en la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OECD), sufriendo todavía los efectos de la recesión en Europa.

MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2014 - 2013 (Cifras en millones de barriles diarios)

	1er. Sem <u>2014</u>	1er. Sem <u>2013</u>	<u>Variación</u>
DEMANDA	90,9	89,7	1,2
OECD	45,6	45,7	-0,1
No-OECD	45,3	44,0	1,3
OFERTA	91,2	89,7	1,5
Norteamérica	20,6	18,8	1,8
Resto No-OPEP	34,7	34,6	0,1
LGN y Condensados OPEP	6,3	6,2	0,1
Crudo OPEP	29,6	30,1	-0,5
VARIACIÓN INVENTARIOS	0,3	0,0	

Fuente : Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook Julio 2014"

Según la misma fuente, la oferta mundial de petróleo fue de 91,2 MM bpd en el primer semestre de 2014 creciendo en 1,5 MM bpd en relación al nivel observado en la primera mitad de 2013. Destaca aquí el crecimiento de la oferta en Norteamérica (+1,8 MM bpd), gracias al desarrollo de la producción de petróleo no convencional (*tight oil*) en Estados Unidos, que compensó con creces la disminución de la producción de petróleo crudo de la OPEP (-500.000 bpd). Es esta última baja incidió principalmente la gran caída de la producción en Libia (-1,1 MMbpd), que no logró ser compensada por los aumentos de la producción de Arabia Saudita, Irak e Irán.

El exceso de producción sobre consumo en el primer semestre de 2014 se tradujo así en una acumulación de inventarios de 300.000 bpd a nivel mundial.

Precio del Petróleo Crudo

Durante el primer semestre de 2014, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 108,8 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, mayor en 0,8% con respecto al promedio del primer semestre de 2013 (107,9 US\$/bbl).

El mayor precio del petróleo crudo en el primer semestre de 2014, comparado con el nivel de 2013, se debió al fuerte aumento del consumo mundial, aunque el gran crecimiento de la oferta impidió un alza del precio de mayor magnitud. Si bien el aumento de la oferta superó al de la demanda - comparando los primeros semestres de 2014 y 2013 - el crecimiento de la producción se concentró principalmente en los Estados Unidos, y parte de este crecimiento se tradujo en un aumento no deseado de los inventarios de crudo en dicho país por la virtual prohibición de exportar petróleo crudo estadounidense. Aunque la mayor producción local hizo caer en 400.000 bpd las importaciones estadounidenses de crudo, la prohibición de exportar impidió que la nueva oferta de crudo no convencional contribuyera en mayor medida a aliviar la presión alcista en el mercado mundial provocada por el colapso de las exportaciones de Libia y que se reflejó en el mayor precio del Brent.

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 primer semestre de 2014 en relación a igual período de 2013, contrastando con el alza del precio del crudo Brent, lo que se tradujo en márgenes de refinación más bajos en relación al primer semestre del año pasado.

El precio de la gasolina promedió 117,2 US\$/bbl en el primer semestre de 2014, bajando así en 0,8% con respecto al mismo periodo en 2013. A pesar del alza del petróleo crudo en el mercado mundial, la prohibición de exportar la producción de crudo estadounidense les permitió a las refinerías de la Costa del Golfo contar con materia prima local a menor costo y operar a una alta tasa de ocupación de su capacidad, incrementando substancialmente la oferta de gasolina pero con un leve deterioro en el precio.

En el caso del precio del diesel, el promedio del primer semestre de 2014 fue 123,3 US\$/bbl, esto es, 1,5% menor al promedio del primer semestre del año pasado. Además de la alta producción de las refinerías de la Costa del Golfo, nuevas refinerías y ampliaciones en Rusia y el Asia Pacífico aumentaron la oferta de diesel a nivel mundial lo que hizo caer el precio de este producto.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 90,6 US\$/bbl en el primer semestre de 2014, con una baja de 3,5% con respecto al primer semestre de 2013. El precio del fuel oil N° 6 bajó fuertemente, en relación al año pasado debido a una reducción del consumo en transporte marítimo, por menores importaciones de petróleo de Estados Unidos y por crecientes restricciones a su consumo en algunas zonas costeras en Norteamérica y Europa, mientras que las altas tasas de refinación en Estados Unidos incrementaron la oferta.

9.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

ENAP Refinerías S.A. participa en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo. ENAP Refinerías S.A. lidera el abastecimiento del mercado nacional con una participación de mercado que históricamente ha fluctuado entre el 70-80%.

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 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 72 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de US\$ 72 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 lo cual 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. 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. 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 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).

10.- RIESGOS DEL NEGOCIO.

ENAP Refinerías a través de su matriz 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 matriz 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.