

EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO Y FILIALES

Estados financieros consolidados intermedios

30 de junio de 2015

CONTENIDO

Informe de revisión del auditor independiente
Estado de situación financiera consolidados intermedios
Estado de resultado integral consolidados intermedios
Estado de cambios en el patrimonio neto consolidados intermedios
Estado de flujos de efectivo consolidados intermedios
Notas a los estados financieros consolidados intermedios

M\$ - Miles de pesos chilenos
MUS\$ - Miles de dólares estadounidenses
UF - Unidades de fomento





INFORME DE REVISIÓN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

Santiago, 30 de julio de 2015

Señores Presidente y Directores
Empresa Nacional del Petróleo

Hemos revisado el estado de situación financiera consolidado intermedio adjunto de Empresa Nacional del Petróleo y filiales al 30 de junio de 2015, y los estados consolidados intermedios de resultados y de resultados integrales por los periodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2015 y los correspondientes estados consolidados intermedios de flujos de efectivo y de cambios en el patrimonio por el período de seis meses terminado en esa fecha.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidado intermedios

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3 a los estados financieros consolidados intermedios. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y el mantenimiento de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es realizar nuestra revisión de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile aplicables a revisiones de información financiera intermedia. Una revisión de información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. El alcance de una revisión, es substancialmente menor que el de una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre la información financiera. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

Conclusión

Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a la información financiera intermedia para que esté de acuerdo con las instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3 a los estados financieros consolidados intermedios.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 3 a los estados financieros consolidados intermedios, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780. Con este hecho se ha originado un cambio en el marco de preparación y presentación de información financiera aplicado hasta esa fecha, el cual correspondía a las Normas Internacionales de Información Financiera. Este cambio de marco contable no tiene efectos sobre los estados consolidados intermedios al 30 de junio de 2015 y 2014 y los correspondientes estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los períodos de seis meses terminados en esas fechas, que se presentan para efectos comparativos. Nuestra conclusión no se modifica respecto de este asunto.



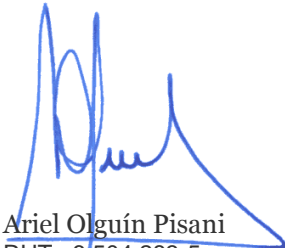
Santiago, 30 de julio de 2015
Empresa Nacional del Petróleo
2

Otros asuntos – Estado de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2014

Con fecha 29 de enero de 2015 emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de Empresa Nacional del Petróleo y filiales, en los cuales se incluye el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.

Otros asuntos – Estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2014

Los estados consolidados intermedios de resultados y de resultados integrales por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2014 y los correspondientes estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminado en esa fecha y sus correspondientes notas, fueron revisados por nosotros y en nuestro informe, de fecha 29 de julio de 2014, concluimos que no teníamos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a la información financiera intermedia para que esté de acuerdo con NIC 34 incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.



Ariel Olguín Pisani
RUT.: 6.504.283-5



Ricardo Teitelbaum Cooper



ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA

CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO

AL 30 DE JUNIO DE 2015

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2015

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
 AL 30 DE JUNIO DE 2015 (NO AUDITADO) Y 31 DE DICIEMBRE DE 2014
 (En miles de dólares)

ACTIVOS	Nota N°	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	115.034	153.511
Otros activos financieros, corrientes	8	21.563	210.788
Otros activos no financieros, corrientes	9	18.567	4.973
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	10	639.947	699.982
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	11	43.168	32.536
Inventarios, corrientes	12	779.625	740.801
Activos por impuestos corrientes, corrientes	13	76.061	81.731
Total activos corrientes		<u>1.693.965</u>	<u>1.924.322</u>
Activos no corrientes			
Otros activos financieros, no corrientes	8	14.154	14.154
Otros activos no financieros, no corrientes	9	44.631	48.690
Cuentas por cobrar, no corrientes	10	14.836	15.542
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	11	3.720	2.435
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	148.289	126.922
Activos intangibles distintos de la plusvalía		3.083	3.083
Propiedades, planta y equipo	15	2.782.896	2.753.166
Propiedad de inversión	19	7.597	7.642
Activos por impuestos diferidos	13	804.384	761.336
Total activos no corrientes		<u>3.823.590</u>	<u>3.732.970</u>
TOTAL ACTIVOS		<u><u>5.517.555</u></u>	<u><u>5.657.292</u></u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados intermedios.

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
 AL 30 DE JUNIO DE 2015 (NO AUDITADO) Y 31 DE DICIEMBRE DE 2014
 (En miles de dólares)

	Nota N°	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
PATRIMONIO Y PASIVOS			
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros, corrientes	20	478.417	459.241
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	555.556	730.005
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	11	25.996	46.167
Otras provisiones a corto plazo	22	2.717	2.775
Pasivos por impuestos, corrientes	13	78.990	98.514
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	23	38.420	44.927
Otros pasivos no financieros, corrientes		9.540	10.791
Total pasivos corrientes		<u>1.189.636</u>	<u>1.392.420</u>
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros, no corrientes	20	3.323.441	3.372.248
Otras cuentas por pagar, no corrientes	21	3.915	5.442
Otras provisiones, no corrientes	22	114.691	105.584
Pasivos por impuestos diferidos	13	120.243	129.253
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	23	103.214	105.864
Otros pasivos no financieros, no corrientes		714	905
Total pasivos no corrientes		<u>3.666.218</u>	<u>3.719.296</u>
Total pasivos		<u>4.855.854</u>	<u>5.111.716</u>
Patrimonio			
Capital emitido	24	1.232.332	1.232.332
Pérdidas acumuladas	24	(507.799)	(637.827)
Otras reservas	24	(75.921)	(61.400)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		648.612	533.105
Participaciones no controladoras	25	13.089	12.471
Patrimonio total		<u>661.701</u>	<u>545.576</u>
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		<u>5.517.555</u>	<u>5.657.292</u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados intermedios.

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
 POR LOS PERIODOS DE SEIS Y TRES MESES TERMINADOS AL 30 DE JUNIO DE 2015 Y 2014 (NO AUDITADOS)
 (En miles de dólares)

Estado de Resultados Ganancia (pérdida)	Nota N°	01.01.2015	01.01.2014	01.04.2015	01.04.2014
		30.06.2015 MUS\$	30.06.2014 MUS\$	30.06.2015 MUS\$	30.06.2014 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	27	3.391.932	5.255.287	1.758.920	2.680.772
Costos de ventas	28	(3.033.361)	(5.009.863)	(1.571.490)	(2.566.323)
Margen bruto		<u>358.571</u>	<u>245.424</u>	<u>187.430</u>	<u>114.449</u>
Otros ingresos, por función		14.856	20.707	8.583	15.437
Costos de distribución	29	(98.815)	(89.280)	(48.523)	(46.580)
Gasto de administración		(40.938)	(39.771)	(21.073)	(18.810)
Otros gastos, por función	30	(41.910)	(39.959)	(18.404)	(29.742)
Otras ganancias (pérdidas)		7	2.198	243	(403)
Ingresos financieros		3.142	3.794	1.337	2.305
Costos financieros	31	(95.816)	(86.623)	(49.795)	(41.428)
Participación en las ganancias y (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	6.217	8.061	4.022	3.444
Diferencias de cambio	33	<u>(11.784)</u>	<u>(11.814)</u>	<u>(7.029)</u>	<u>(11.201)</u>
Ganancia, antes de impuestos		<u>93.530</u>	<u>12.737</u>	<u>56.791</u>	<u>(12.529)</u>
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	13	<u>38.742</u>	<u>46.075</u>	<u>10.144</u>	<u>55.667</u>
Ganancia		<u><u>132.272</u></u>	<u><u>58.812</u></u>	<u><u>66.935</u></u>	<u><u>43.138</u></u>
Ganancia, atribuible a:					
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		131.847	57.883	66.925	42.209
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	25	<u>425</u>	<u>929</u>	<u>10</u>	<u>929</u>
Ganancia		<u><u>132.272</u></u>	<u><u>58.812</u></u>	<u><u>66.935</u></u>	<u><u>43.138</u></u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados intermedios.

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
 POR LOS PERIODOS DE SEIS Y TRES MESES TERMINADOS AL 30 DE JUNIO DE 2015 Y 2014 (NO AUDITADOS)
 (En miles de dólares)

Estado de resultado integral	01.01.2015 30.06.2015 MUS\$	01.01.2014 30.06.2014 MUS\$	01.04.2015 30.06.2015 MUS\$	01.04.2014 30.06.2014 MUS\$
Ganancia (pérdida)	132.272	58.812	66.935	43.138
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos				
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo				
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(2.424)	2.585	(2.424)	2.585
Total otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	<u>(2.424)</u>	<u>2.585</u>	<u>(2.424)</u>	<u>2.585</u>
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos				
Diferencias de cambio por conversión				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	(852)	(968)	(350)	(32)
Coberturas de flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	151.345	(23.663)	(88.194)	(56.932)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(165.495)	19.736	73.201	23.337
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	<u>(14.150)</u>	<u>(3.927)</u>	<u>(14.993)</u>	<u>(33.595)</u>
Participación en el otro resultado integral de asociadas contabilizados utilizando el método de la participación	-	(2.279)	-	(1.446)
Total otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos	<u>(15.002)</u>	<u>(7.174)</u>	<u>(15.343)</u>	<u>(35.073)</u>
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo				
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	391	(517)	391	(517)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo				
Impuesto a las ganancias relacionado con diferencias de cambio de conversión de otro resultado integral	192	194	79	7
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	2.322	(2.066)	3.640	9.960
Otro resultado integral	<u>(14.521)</u>	<u>(6.978)</u>	<u>(13.657)</u>	<u>(23.038)</u>
Resultado integral total	<u>117.751</u>	<u>51.834</u>	<u>53.278</u>	<u>20.100</u>
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	117.326	50.905	53.268	19.171
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	425	929	10	929
Resultado integral total	<u>117.751</u>	<u>51.834</u>	<u>53.278</u>	<u>20.100</u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados intermedios.

ENAP Y FILIALES

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO INTERMEDIOS
 POR LOS PERIODOS DE SEIS MESES TERMINADOS AL 30 DE JUNIO DE 2015 Y 2014 (NO AUDITADOS)
 (En miles de dólares)

	Cambios en otras reservas											
	Capital emitido MUS\$	Superavit de Revaluación MUS\$	Reservas por diferencia de cambio por conversión MUS\$	Reservas de coberturas de flujo de caja MUS\$	Reservas actuariales en planes de beneficios definidos MUS\$	Reservas por remediación de activos financieros disponibles para la venta MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Otras reservas MUS\$	Ganancias (pérdidas) acumuladas MUS\$	Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$	Participaciones no controladora MUS\$	Patrimonio total MUS\$
Saldo Inicial 01.01.2015	1.232.332	-	(76.561)	(8.684)	(4.615)	1.190	27.270	(61.400)	(637.827)	533.105	12.471	545.576
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	-	(76.561)	(8.684)	(4.615)	1.190	27.270	(61.400)	(637.827)	533.105	12.471	545.576
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									131.847	131.847	425	132.272
Otro resultado integral		-	(660)	(11.828)	(2.033)	-	-	(14.521)	-	(14.521)	-	(14.521)
Resultado integral		-	(660)	(11.828)	(2.033)	-	-	(14.521)	131.847	117.326	425	117.751
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.819)	(1.819)	193	(1.626)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(660)	(11.828)	(2.033)	-	-	(14.521)	130.028	115.507	618	116.125
Saldo Final 30.06.2015	<u>1.232.332</u>	<u>-</u>	<u>(77.221)</u>	<u>(20.512)</u>	<u>(6.648)</u>	<u>1.190</u>	<u>27.270</u>	<u>(75.921)</u>	<u>(507.799)</u>	<u>648.612</u>	<u>13.089</u>	<u>661.701</u>
Saldo Inicial 01.01.2014	1.232.332	-	(74.282)	(66.697)	341	1.190	27.195	(112.253)	(902.217)	217.862	12.720	230.582
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	-	(74.282)	(66.697)	341	1.190	27.195	(112.253)	(902.217)	217.862	12.720	230.582
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral:												
Ganancia (pérdida)									57.883	57.883	929	58.812
Otro resultado integral		-	(774)	(8.272)	2.068	-	-	(6.978)	-	(6.978)	-	(6.978)
Resultado integral		-	(774)	(8.272)	2.068	-	-	(6.978)	57.883	50.905	929	51.834
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	(975)	(982)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(774)	(8.272)	2.068	-	-	(6.978)	57.876	50.898	(46)	50.852
Saldo Final 30.06.2014	<u>1.232.332</u>	<u>-</u>	<u>(75.056)</u>	<u>(74.969)</u>	<u>2.409</u>	<u>1.190</u>	<u>27.195</u>	<u>(119.231)</u>	<u>(844.341)</u>	<u>268.760</u>	<u>12.674</u>	<u>281.434</u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados intermedios.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
 POR LOS PERIODOS DE SEIS MESES TERMINADOS AL 30 DE JUNIO DE 2015 Y 2014 (NO AUDITADOS)
 (En miles de dólares)

	30.06.2015	30.06.2014
	MUSS	MUSS
Estado de Flujos de Efectivo Directo		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	4.917.609	7.419.792
Otros cobros (pagos) por actividades de operación	32.291	19.351
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(3.387.061)	(5.933.217)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(153.585)	(181.038)
Otros pagos por actividades de operación	(998.315)	(1.147.980)
Dividendos pagados	(1.665)	(1.350)
Dividendos recibidos	10.481	15.580
Intereses pagados	(478)	(3.981)
Intereses recibidos	3.479	3.512
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(32.781)	(48.504)
Otras (salidas) entradas de efectivo	(4.923)	15.498
	<u>385.052</u>	<u>157.663</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Compra de participaciones no controladoras	(20.000)	-
Préstamos a entidades relacionadas	(3.268)	-
Compras de propiedades, planta y equipo	(267.950)	(171.255)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros	(343)	(627)
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	502	1.236
Cobros a entidades relacionadas	2.013	1.524
	<u>(289.046)</u>	<u>(169.122)</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	128.105	46.485
Pagos de préstamos	(174.787)	(140.413)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(979)	(2.294)
Intereses pagados	(76.302)	(74.943)
Otras entradas de efectivo (Nota N° 3.1.y.)	(3.407)	(152.906)
	<u>(127.370)</u>	<u>(324.071)</u>
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	<u>(127.370)</u>	<u>(324.071)</u>
Disminución neta en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	<u>(31.364)</u>	<u>(335.530)</u>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(7.113)	(7.981)
Disminución neta de efectivo y equivalentes al efectivo	<u>(38.477)</u>	<u>(343.511)</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	<u>153.511</u>	<u>469.013</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	<u>115.034</u>	<u>125.502</u>

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados intermedios.

Índice**Página**

1. Información general	1
2. Descripción del negocio	1
3. Resumen de principales políticas contables aplicadas	2
4. Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas	17
5. Estimaciones y juicios contables críticos	22
6. Activos financieros	23
7. Efectivo y equivalentes al efectivo	24
8. Otros activos financieros corrientes y no corrientes	25
9. Otros activos no financieros corrientes y no corrientes	25
10. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	26
11. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	27
12. Inventarios	29
13. Activos y pasivos por impuestos corrientes y diferidos	30
14. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	33
15. Propiedades, planta y equipo	36
16. Pérdidas por deterioro y provisiones	39
17. Participaciones en operaciones conjuntas	40
18. Otros negocios	46
19. Propiedades de inversión	48
20. Otros pasivos financieros	48
21. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	57
22. Otras provisiones	57
23. Provisiones por beneficios a los empleados	58
24. Patrimonio	61
25. Interés no controlable	64
26. Segmentos de negocio	64
27. Ingresos de actividades ordinarias	68
28. Costos de ventas	69
29. Costos de distribución	69
30. Otros gastos, por función	69
31. Costos financieros	70
32. Gastos del personal	70
33. Diferencias de cambio	70
34. Moneda extranjera	71
35. Información sobre medio ambiente	71
36. Juicios y compromisos comerciales	73
37. Garantías comprometidas con terceros	78
38. Ámbito de consolidación	78
39. Hechos posteriores	80

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS A JUNIO 2015 (NO AUDITADOS)
(En miles de dólares)

1. INFORMACIÓN GENERAL

Empresa Nacional del Petróleo (en adelante “la Empresa” o “ENAP”), es la matriz del grupo de empresas a que se refieren los presentes estados financieros consolidados intermedios (en adelante “Grupo ENAP”).

Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N° 783. De acuerdo a lo anterior, la Empresa se encuentra sujeta a las normas y a la fiscalización de la citada Superintendencia.

ENAP fue creada por la Ley 9.618 de fecha 19 de junio de 1950 y es de propiedad del Estado de Chile, cuyo giro es la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Los domicilios de la Empresa son en Santiago, Avenida Vitacura 2736 Piso 10, Las Condes y en Punta Arenas, José Nogueira 1101.

Los estados financieros consolidados intermedios de la Empresa correspondientes al periodo terminado al 30 de junio de 2015, fueron aprobados por su Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.121 de fecha 30 de julio de 2015. Los estados financieros consolidados intermedios de la Empresa correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 fueron aprobados por su Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.114 de fecha 29 de enero de 2015.

2. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

La actividad principal de ENAP, de acuerdo con la Ley 9.618 y sus modificaciones posteriores, es la exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos, actividad que está facultada para desarrollar dentro y fuera del territorio nacional. Sus filiales son:

- Enap Refinerías S.A., la cual comenzó a operar oficialmente el 1 de enero de 2004, cuyo domicilio social es Avenida Borgoño 25.777 Comuna de Concón - Quinta Región. Enap Refinerías S.A., nace de la fusión entre Petrox S.A. Refinería de Petróleo y Refinería de Petróleo de Concón S.A. (RPC), mediante la incorporación de esta última a la primera, acuerdo adoptado en Junta General Extraordinaria de Accionistas de Petrox S.A. Refinería de Petróleo, realizada el 23 de diciembre de 2003. El giro comercial de Enap Refinerías S.A. (Ex - Petrox S.A. Refinería de Petróleo) es la importación, elaboración, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados y todas las demás actividades que directa o indirectamente se relacionan con las aquí mencionadas y con las que en forma detallada se expresan en el artículo tercero del estatuto social vigente.

- Enap Sipetrol S.A. realiza fuera del territorio nacional una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

Enap Sipetrol S.A. posee sucursales en Ecuador y Venezuela, y filiales en Argentina, Ecuador, Uruguay, Reino Unido, además de sus operaciones conjuntas. Por medio de la filial en Uruguay participa en actividades de producción en Egipto. La sucursal de Venezuela y la filial en Reino Unido (Enap Sipetrol Limited), se encuentran sin actividad económica.

- PetroServicio Corp. S.A. filial argentina, la cual se encuentra en proceso de cierre de sus operaciones.

- Gas de Chile S.A. se encuentra sin actividad económica.

Las filiales Enap Refinerías S.A. y Enap Sipetrol S.A. son sociedades anónimas cerradas, inscritas voluntariamente en el Registro Especial de Entidades Informantes de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), bajo los números 95 y 187 respectivamente.

3. RESUMEN DE PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS

3.1 Principios contables

Los presentes estados financieros consolidados intermedios, se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por ENAP y Filiales (en adelante el “Grupo” o la “Empresa”). Los Estados financieros consolidados intermedios de la Empresa por el período de seis y tres meses terminado el 30 de junio de 2015 y los estados financieros consolidados por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 han sido preparados de acuerdo las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante “IASB”), e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS).

De existir discrepancias entre las NIIF y las instrucciones de la SVS, priman estas últimas sobre las primeras. Al 31 de diciembre de 2014, la única instrucción de la SVS que contraviene las NIIF se refiere al registro particular de los efectos del reconocimiento de los impuestos diferidos establecidos en el Oficio Circular (OC) N°856 de fecha 17 de octubre de 2014, con motivo de la entrada en vigencia de una reforma tributaria.

La preparación de los presentes estados financieros consolidados intermedios requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración del Grupo ENAP. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la administración sobre los montos reportados, eventos o acciones. El detalle de las estimaciones y juicios contables críticos se detallan en la Nota 5.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros consolidados intermedios, estas políticas han sido definidas en función de las NIC y NIIF vigentes al 30 de junio de 2015 y han sido aplicadas de manera uniforme a los periodos que se presentan en estos estados financieros consolidados intermedios.

a. Bases de preparación – Los presentes estados financieros consolidados intermedios del Grupo ENAP comprenden el estado de situación financiera al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el estado de resultados y el estado de resultados integrales por los periodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2015 y 2014, el estado de cambios en el patrimonio neto y el estado de flujos de efectivo por los periodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2015 y 2014.

Estos estados financieros consolidados intermedios han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto los instrumentos financieros que son medidos a valor razonable como se explica en las políticas contables descritas a continuación. El costo histórico, generalmente se basa en el valor razonable de la consideración entregada en un intercambio de activos.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el periodo terminado al 30 de junio de 2015. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

b. Bases de consolidación – Los presentes estados financieros consolidados intermedios del Grupo ENAP incluyen los activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de caja de ENAP y de las entidades controladas por ENAP ya sean subsidiarias y entidades estructuradas, después de eliminar las transacciones entre compañías relacionadas.

Los estados financieros de las entidades dependientes tienen moneda funcional y moneda de presentación dólares de los Estados Unidos de Norteamérica.

Los resultados de los negocios adquiridos durante el ejercicio se imputan a los estados financieros consolidados intermedios desde la fecha efectiva de adquisición; los resultados de los negocios vendidos durante el ejercicio se incluyen en los estados financieros consolidados intermedios para el ejercicio hasta la fecha efectiva de enajenación.

Las ganancias o pérdidas de la enajenación se calculan como la diferencia entre los ingresos obtenidos de las ventas (netos de gastos) y los activos atribuibles a la participación que se ha vendido.

i) Filiales

Las filiales, incluyendo la Entidad Estructurada, son aquellas sobre las que el Grupo ENAP ejerce, directa o indirectamente su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras de una empresa para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la propiedad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos en la entidad. Asimismo, se consolidan aquellas entidades en las que, a pesar de no tener este porcentaje de participación, se entiende que sus actividades se realizan en beneficio del Grupo ENAP, estando expuesto a la mayoría de los riesgos y beneficios de la entidad dependiente.

A la hora de evaluar si el Grupo ENAP controla a otra entidad se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente susceptibles de ser ejercidos. Las filiales se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control al Grupo ENAP, y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de las afiliadas se utiliza el método de adquisición, según este método el costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación del Grupo en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como “Plusvalía”. Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la afiliada adquirida, la diferencia se reconoce directamente como utilidad en el estado de resultados.

En el caso de las filiales de propiedad parcial, las participaciones no controladoras en el patrimonio y en los resultados del ejercicio de las sociedades filiales se presentan, respectivamente, en los rubros “Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados del ejercicio consolidado y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas, se modifican las políticas contables de las afiliadas.

En el siguiente cuadro, se detallan las sociedades filiales directas, indirectas y la Entidad Estructurada, que han sido consolidadas por ENAP.

Sociedad	Domicilio	Relación con matriz	Porcentaje de participación accionaria	
			30.06.2015	31.12.2014
Enap Refinerías S.A.	Chile	Filial directa	99,98%	99,98%
Petro Servicios Corp. S.A.	Argentina	Filial directa	100,00%	100,00%
Enap Sipetrol S.A.	Chile	Filial directa	100,00%	100,00%
Gas de Chile S.A.	Chile	Filial directa	100,00%	100,00%
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Enap Sipetrol (UK) Limited	Reino Unido	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Filial indirecta	100,00%	100,00%

Sociedad	Domicilio	Relación con matriz	Porcentaje de participación accionaria	
			30.06.2015	31.12.2014
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A.	Ecuador	Filial indirecta	100,00%	100,00%
EOP Operaciones Petroleras S.A. (1)	Ecuador	Filial indirecta	100,00%	-
Energía Concón S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Petrosul S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Productora de Diesel S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.	Chile	Entidad estructurada	10,00%	10,00%

Cambios durante el primer semestre de 2015:

Con fecha 22 de octubre de 2014, la filiales ENAP Sipetrol S.A. y ENAP Refinerías S.A. formaron la filial EOP Operaciones Petroleras S.A. en la ciudad de Quito, Ecuador, inscrita en el Registro de Escrituras Públicas de ese país el 5 de enero de 2015, con una participación de un 99% (99.000 acciones) y 1% respectivamente (1.000 acciones).

EOP Operaciones Petroleras S.A. es miembro Operador en un contrato, con la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador, de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque Veinte y ocho (28) de la región Amazónica Ecuatoriana, a través del Consorcio del Bloque 28 constituido el 7 de abril de 2015 por Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Petroamazonas EP (51%), EOP Operaciones Petroleras S.A.(42%) y Empresa Estatal Unitaria Unión de Empresas Productoras Belorusneft (7%). Las primeras actividades programadas tienen que ver con estudios geológicos de superficie, la tramitación de permisos sociales y ambientales, y la perforación de un pozo exploratorio.

Cambios durante el año 2014:

Con fecha 10 de diciembre de 2014, ENAP vendió a su filial ENAP Refinerías S.A. 2.087 acciones de Eteres y Alcoholes S.A., representativas del 20,87% de participación en el capital social, en MUS\$3.800, equivalentes al valor libro de las acciones. Mediante esta compraventa, la totalidad de las acciones de Eteres y Alcoholes S.A., quedó en poder de ENAP Refinerías S.A., produciéndose la disolución de la sociedad de acuerdo al artículo 103 N°2 de la Ley de Sociedades Anónimas.

ii) Acuerdos conjuntos

Los principios para la presentación de información financiera donde la empresa tiene una participación en acuerdos que son controlados conjuntamente, se reconocen de acuerdo a NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”.

Un acuerdo conjunto puede tomar las formas de una operación conjunta o un negocio conjunto, para su distinción una entidad determinará el tipo de acuerdo conjunto en el que está involucrada considerando sus derechos y obligaciones surgidos del acuerdo, adicionalmente evaluará sus derechos y obligaciones considerando la estructura y forma legal del acuerdo, las cláusulas acordadas por las partes en el acuerdo contractual y, otros factores y circunstancias, cuando sean relevantes.

- Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derechos a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos, relacionados con el acuerdo. Esas partes se denominan operadores conjuntos.

Un operador conjunto reconocerá en relación con su participación en una operación conjunta:

- (i) sus activos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente;
- (ii) sus pasivos, incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente;
- (iii) sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta;

- (iv) su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y
- (v) sus gastos, incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

▪ Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derechos a los activos netos del acuerdo. Esas partes se denominan partícipes de un negocio conjunto.

Un partícipe de un negocio conjunto contabilizará en los estados financieros consolidados intermedios su participación en un negocio conjunto como una inversión en asociadas utilizando el método de la participación.

iii) Entidad Estructurada

Se considera una Entidad Estructurada, a una organización que se constituye con un propósito o duración limitada. Pueden servir como organizaciones intermediarias, de alguna manera estas organizaciones cumplen con el rol de aislar el riesgo financiero.

De esta forma el Grupo ENAP en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, ejerce el control de Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A. (en adelante “CHBB”), aunque posee una participación inferior al 50% tiene la consideración de “Sociedad Filial”. También se ha reconocido el interés no controlador que corresponde al porcentaje de participación de terceros en esta entidad estructurada.

Los principios y procedimientos de contabilidad utilizados en esta sociedad (entidad estructurada), se han homogenizado con los de Grupo ENAP con el fin de presentar los estados financieros consolidados intermedios en base a normas de valoración homogéneas.

c. Moneda funcional - La moneda funcional y de presentación del Grupo ENAP es el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica. La moneda funcional para cada entidad del Grupo ENAP se ha determinado como la moneda del ambiente económico principal en el que opera. Las transacciones distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se han convertido a la tasa de cambio vigente a la fecha de la transacción. Los activos y pasivos monetarios expresados en monedas distintas a la funcional se han convertido a las tasas de cambio de cierre. El patrimonio neto se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación. Las ganancias y pérdidas por la conversión se han incluido en las utilidades o pérdidas netas del ejercicio dentro de otras partidas financieras.

d. Bases de conversión - Los activos y pasivos en pesos chilenos, en unidades de fomento y otras monedas, han sido traducidos a dólares a los tipos de cambio vigentes a la fecha de los presentes estados financieros, de acuerdo al siguiente detalle:

	30.06.2015	31.12.2014
	US\$	US\$
Pesos Chilenos	639,04	606,75
Pesos Argentinos	9,08	8,55
Libra Esterlina	0,64	0,64
Libra Egipcia	7,61	7,16
Unidad de Fomento	0,03	0,02
Franco Suizo	0,94	0,99
EURO	0,90	0,82

e. Compensación de saldos y transacciones - Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos y tampoco los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

Los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma o interpretación, contemplan la posibilidad de compensación y el Grupo ENAP tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en la cuenta de resultados.

f. Moneda extranjera - Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en “moneda extranjera”, y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada periodo los saldos del estado de situación financiera de las partidas monetarias en moneda extranjera se valorizan al tipo de cambio vigente a dicha fecha, y las diferencias de cambio que surgen de tal valoración se registran en los estados de resultados del periodo, en el rubro “Diferencias de cambio”.

g. Propiedades, planta y equipo - Los bienes de propiedades, planta y equipo son registrados al costo, excluyendo los costos de mantención periódica, menos depreciación acumulada, menos pérdidas por deterioro de valor.

El costo de los elementos de propiedades, planta y equipo comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento según lo previsto por la gerencia y la estimación inicial de cualquier costo de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta.

Adicionalmente, se considera como costo de los elementos de propiedades, planta y equipo, los costos por intereses del financiamiento, atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Cabe señalar, que algunos elementos de propiedades, plantas y equipos del Grupo ENAP requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución son reconocidos separadamente del resto del activo y con un nivel de desagregación que permita depreciarlos en el período que medie entre la actual y hasta la siguiente reparación.

Las operaciones de exploración se registran de acuerdo a las normas establecidas en la NIIF 6 “Exploración y Evaluación de Recursos Minerales”.

Las operaciones de Exploración y Producción de Hidrocarburos se registran de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos (successful-efforts). El tratamiento contable de los diferentes costos incurridos bajo este método es el siguiente.

i) Los costos originados en la adquisición de nuevos derechos o participaciones en áreas con reservas probadas y no probadas se capitalizan en el rubro Propiedades, planta y equipo.

ii) Los costos originados en la adquisición de participaciones en áreas de exploración se capitalizan a su precio de compra y se amortizan con cargo a resultados de acuerdo con el criterio señalado en el rubro Costos de Exploración. En el caso que no se encuentren reservas, estos valores previamente capitalizados, son registrados como gasto en resultados. Cuando el resultado es positivo en la exploración, es decir, existe un descubrimiento comercialmente explotable, los costos se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo, a su valor neto contable en el momento que así se determine. Los pozos se clasifican como comerciales únicamente si se espera que generen un volumen de reservas suficiente para justificar su desarrollo comercial.

iii) Los costos de exploración, anterior a la perforación, como los gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y los otros costos relacionados con la exploración se cargan a resultados en el momento en que se incurren.

iv) Los costos de perforación incurridos en las campañas exploratorias, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo, pendientes de la determinación

de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, estos costos inicialmente capitalizados son cargados en resultados.

v) Los costos de perforación de pozos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo.

vi) Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costos de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo.

vii) Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos están calculados, campo por campo y se capitalizan por su valor estimado. Esta capitalización se realiza con abono al rubro provisiones no corrientes.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.
- Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos anualmente, o antes si existiera un indicio de deterioro y de producirse un deterioro, éste se reconoce con cargo a resultados.
- Los costos originados en perforaciones y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento, en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

Siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor neto contable.

Cualquier registro o reverso de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registra con cargo o abono a resultados según corresponda.

h. Depreciación - Los elementos de propiedades, planta y equipo, excepto aquellos relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, se deprecian siguiendo el método lineal, mediante la distribución del costo de adquisición de los activos menos el valor residual estimado entre los años de vida útil estimada de los elementos. A continuación se presentan los rangos de vida útil para los principales elementos de propiedad, planta y equipo:

	Vida útil años
Edificios	30 y 50
Planta y Equipo:	
Plantas	10 y 15
Equipo	10 y 18
Equipos de tecnología de la información	4 y 6
Instalaciones fijas y accesorios	10 y 20
Vehículos de motor	7
Mejoras de bienes arrendados - Edificaciones	10
Inversiones en exploración y producción	Cuota de agotamiento
Otras propiedades de planta y equipo	3 y 20

Para aquellos elementos de Propiedades, planta y equipo relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, la amortización se calcula según el método de unidades de producción (cuotas de agotamiento).

El valor residual y la vida útil de los elementos de activos fijos se revisan anualmente y su depreciación comienza cuando los activos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y por lo tanto, no son objetos de depreciación.

El Grupo ENAP evalúa, cuando se presentan factores de indicio de deterioro, la existencia de un posible deterioro de valor de los activos de propiedades, planta y equipo. Mediante la metodología de descontar los flujos futuros a una tasa de descuento real antes de impuesto, las proyecciones consideran un horizonte de 5 años más la perpetuidad para la línea R&C y un horizonte de 20 años sin perpetuidad para la línea E&P. El último análisis se realizó con fecha 31 de diciembre de 2014, dicho análisis concluyó que las inversiones de la línea R&C y la línea E&P no requieren ajustes en tal sentido.

i. Propiedades de inversión - El rubro “Propiedades de Inversión” incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

j. Coligadas o asociadas - Se consideran entidades coligadas o asociadas a aquellas sobre las cuales el Grupo ENAP está en posición de ejercer una influencia significativa, pero no un control ni control conjunto, por medio del poder de participar en las decisiones sobre sus políticas operativas y financieras y son incorporadas en estos estados financieros consolidados intermedios usando el método de la participación. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que el Grupo ENAP posee una participación superior al 20%.

Según el método de la participación, 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. El resultado del ejercicio consolidado incluye la participación en el resultado del ejercicio de la participada en el rubro “Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas contabilizadas por el método de la participación” y el otro resultado integral incluye su participación en el otro resultado integral de la participada.

En el momento de la adquisición de una inversión, la plusvalía relacionada con una asociada, no se reconoce de forma separada, sino que se incluye en el importe en libros de la inversión, no se permite su amortización y se controla en la moneda funcional del país de la inversión.

Cuando la participación del Grupo ENAP en las pérdidas de una asociada supera la inversión en dicha asociada, el Grupo ENAP discontinúa el reconocimiento de su participación en las pérdidas adicionales. Las pérdidas adicionales sólo se reconocen en la medida en que el Grupo ENAP haya incurrido en obligaciones legales o constructivas o haya realizado pagos en nombre de la asociada.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre el Grupo ENAP y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación del Grupo ENAP en éstas. También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por el Grupo ENAP, se ajusta la información financiera de coligadas o asociadas.

k. Deterioro de activos no financieros – La política definida por el Grupo ENAP es que cada vez que exista evidencia objetiva como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial el importe en libros no puede ser recuperable se realizan pruebas de deterioro.

La pérdida por deterioro, se reconoce por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costos para la venta y su valor en uso.

A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo).

Los activos sobre los cuales se aplica la metodología anteriormente descrita, son los siguientes:

- Propiedades, planta y equipo, relacionados con las operaciones de refinación, logística, producción y exploración de hidrocarburos.
- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

l. Otros activos financieros – El Grupo ENAP clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: *a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas a cobrar, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento y mantenidos para la venta*. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros y se determina al momento del reconocimiento inicial.

▪ *Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados*: Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo.

▪ *Préstamos y cuentas por cobrar*: Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo, se clasifican en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde de la fecha del balance, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

▪ *Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento*: Los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimiento fijo, que la administración del Grupo ENAP tiene la intención positiva y la capacidad de mantener hasta su vencimiento.

Si el Grupo ENAP vendiese un importe significativo de los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, la categoría completa se reclasificaría como disponible para la venta. Estos activos financieros se clasifican como otros activos financieros no corrientes, excepto aquéllos con vencimiento inferior a 12 meses a partir de la fecha del Estado de Situación Financiera, que se clasifican como activos financieros corrientes.

▪ *Activos financieros disponibles para la venta*: Los activos financieros disponibles para la venta son activos no derivados que se designan en esta categoría, o que no son clasificados en ninguna de las otras categorías. Se clasifican en otros activos financieros no corrientes, a menos que la administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha del Estado de Situación Financiera.

i) *Deterioro de activos financieros*: Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor razonable a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido afectados negativamente.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor libro del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. Las inversiones financieras del Grupo ENAP son realizadas en

instituciones de la más alta calidad crediticia y mantenidas en el corto plazo, por lo que no presentan a la fecha un indicio de deterioro respecto de su valor libro.

Para determinar si los títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, han sufrido pérdidas por deterioro, se considerará si ha habido un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo, para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados acumulados se reversan del patrimonio y se reconoce en el estado de resultados en el rubro “Otros gastos por función”. Estas pérdidas por deterioro del valor, reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio, no se revierten.

ii) Valorizaciones en momento de reconocimiento inicial y enajenación: Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que el Grupo ENAP se compromete a adquirir o vender el activo. Las inversiones se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no clasificados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados. Las inversiones se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y el Grupo ENAP ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de su titularidad.

iii) Valorización posterior: Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable. Los préstamos y cuentas a cobrar y los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento se contabilizan por su costo amortizado de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva.

Las pérdidas y ganancias que surgen de cambios en el valor razonable de la categoría de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados dentro de “Otras ganancias / (pérdidas)” en el período en que surgen. Los ingresos por dividendos derivados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen en el estado de resultados dentro de “Otras ganancias / (pérdidas)” cuando se establece el derecho del Grupo ENAP a recibir el pago.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera, clasificados como disponibles para la venta, son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del ejercicio y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de otros resultados integrales. Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, se presentan clasificados como activos financieros disponibles para la venta parte de la ganancia o pérdida en el valor razonable. Las diferencias de cambio sobre estas inversiones clasificadas como activos financieros disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio en la cuenta de reserva correspondiente, y son reflejados en el estado de otros resultados integrales.

Cuando el valor de un título clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en el patrimonio, se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otras ganancias (pérdidas)”.

Los intereses que, surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo, se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otros ingresos por función”. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otros ingresos por función” cuando se ha establecido el derecho del Grupo ENAP a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan, se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa), el Grupo ENAP establece el valor razonable

empleando técnicas de valoración que incluyen, el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referencias a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de fijación de precios de opciones, haciendo uso máximo de información del mercado y usando lo menos posible información interna específica del Grupo ENAP. En caso que, ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

m. Instrumentos financieros derivados y de cobertura – Los contratos de derivados suscritos por el Grupo ENAP, corresponden principalmente a contratos forward de moneda y swaps de tasa de interés, para cubrir sus riesgos asociados con fluctuaciones en las tasas de interés y tipo de cambio y opciones Time Spread Swap (TSS), para cubrir el riesgo asociado al tiempo que transcurre entre el momento de la compra de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, todos ellos corresponden a contratos de cobertura, por lo que los efectos que se originen producto de los cambios en el valor razonable de este tipo de instrumentos, se registrarán en activos y pasivos de coberturas, siempre y cuando la cobertura de esta partida haya sido declarada como efectiva de acuerdo a su propósito de cobertura.

La correspondiente utilidad o pérdida del valor se reconocerá en resultados sólo en aquellos casos en que los contratos son liquidados o dejan de cumplir con las características de un contrato de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante, depende de, si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. El Grupo ENAP actualmente mantiene sólo instrumentos designado como coberturas de un riesgo concreto asociado a un pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo).

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, de los contratos swap de tasa de interés, es determinado tomando como referencia los valores de mercado de instrumentos similares. El valor razonable, de los contratos TSS, es determinado tomando como referencia los valores de mercado del marcador Brent en el ICE Brent Crude Futures en Londres.

El valor razonable total, de los derivados de cobertura, se clasifica como un activo o pasivo no corriente, si el vencimiento restante de la partida cubierta es superior a 12 meses y como un activo o pasivo corriente, si el vencimiento restante de la partida cubierta es inferior a 12 meses.

i) *Coberturas de flujos de efectivo*: La parte efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados, que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo, se reconoce en el patrimonio a través del estado de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida, relativa a la porción inefectiva, se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reclasifican al estado de resultados cuando la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo existencias), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio neto se reclasifican como parte del costo inicial del activo. Estos montos diferidos son, finalmente, reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias.

Cuando un instrumento de cobertura vence o se vende, o deja de cumplir con los requisitos exigidos para contabilidad de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio neto permanece en el patrimonio neto y se reconoce cuando la transacción prevista afecte al estado de resultados. Cuando se espera que no se produzca una transacción prevista, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere al estado de resultados.

ii) *Derivados implícitos*: El Grupo ENAP evalúa la existencia de derivados implícitos, en los contratos, para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal, siempre que, el conjunto no esté contabilizado a valor razonable. Los derivados implícitos, son separados del contrato principal que no es medido a valor razonable a través de resultado, cuando el análisis muestra que las características económicas y los riesgos de los derivados implícitos no están estrechamente relacionados con el contrato principal.

n. Reconocimiento de ingresos – Los ingresos por ventas y servicios son reconocidos por el Grupo ENAP, cuando los riesgos relevantes y beneficios de la propiedad de los productos son transferidos al comprador y los productos son entregados en la ubicación acordada. Los ingresos son medidos al valor razonable de la consideración recibida o por recibir y representa los montos a recibir por los servicios provistos en el curso normal de los negocios, neto de los descuentos e impuestos relacionados.

El Grupo ENAP reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos puede ser valorado de manera fiable y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir al Grupo ENAP, según se describe a continuación:

i) *Ventas de bienes*: Los ingresos por ventas de bienes se reconocen, cuando el Grupo ENAP ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente, de cumplirse, que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar, hasta que los productos se han enviado al lugar indicado por el comprador, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien el Grupo ENAP tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para su aceptación. Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de su venta. Se presume que no existe un componente de financiación significativo, debido a que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido, lo que está en línea con la práctica habitual del mercado.

ii) *Venta de servicios*: Los ingresos por ventas de servicios se reconocen cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función a los servicios efectivamente prestados a la fecha de cierre de los estados financieros.

iii) *Ingresos por dividendos*: Los dividendos son reconocidos por el Grupo Enap, cuando el derecho a recibir el pago queda establecido.

iv) *Ingresos por intereses*: Los intereses se reconocen usando el método de tasa de interés efectiva.

v) *Ingresos diferidos*: Los ingresos diferidos, corresponden a valores percibidos anticipadamente en virtud de un contrato de usufructo suscrito. Estos ingresos se amortizan linealmente con abono a resultados sobre base devengada.

o. Existencias – Las materias primas, productos en proceso, productos terminados y materiales, están valorizados inicialmente al costo. Posteriormente, al reconocimiento inicial, se valorizan al menor entre el valor neto realizable y el costo. El Grupo ENAP utiliza el método FIFO como método de costeo para los productos en existencia y el método del Precio Promedio Ponderado para los materiales.

El valor neto realizable, representa la estimación del precio de venta al cierre del ejercicio menos todos los costos estimados de terminación y los costos que serán incurridos en los procesos de comercialización, ventas y distribución.

p. Provisión de beneficios a los empleados – Los costos asociados a los beneficios contractuales del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el ejercicio, son cargados a resultados en el período/ejercicio en que se devengan. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen en el rubro Otro resultado actuarial dentro de reservas de patrimonio.

Las obligaciones por concepto de indemnizaciones por años de servicios, surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo, suscritos con los trabajadores del Grupo ENAP, en los que se establece el compromiso por parte de la empresa. El Grupo ENAP reconoce el costo de los beneficios del personal de acuerdo a cálculos actuariales, según lo requerido por la NIC 19 “Beneficios del personal” donde se consideran estimaciones como la expectativa de vida, permanencia futura e incrementos de salarios futuros. Para determinar dicho cálculo al 30 de junio de 2015, se ha utilizado una tasa de descuento del 5,91% anual (5,91% anual al 31 de diciembre de 2014).

La Empresa reconoce un pasivo y un gasto asociado al Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a todos sus ejecutivos, con excepción del Gerente General, en base a una fórmula que tiene en cuenta Resultados financieros anuales de la empresa, resultados de área y nivel de cumplimiento de metas alcanzado por cada gerencia. Se reconoce una provisión cuando la empresa, se encuentra obligada contractualmente, o cuando existe una práctica que en el pasado ha creado una obligación implícita.

q. Otras provisiones y pasivos contingentes – Las otras provisiones corresponden a obligaciones presentes, legales o asumidas, surgidas como consecuencia de un suceso pasado, para cuya cancelación se espera una salida de recursos, cuyo importe y oportunidad se pueden estimar fiablemente.

Los pasivos contingentes corresponden a obligaciones posibles, surgidas a raíz de sucesos pasados y cuya existencia ha de ser confirmada sólo por que ocurran o no ocurran uno o más hechos futuros inciertos que no están enteramente bajo el control de la Empresa; o una obligación presente, surgida a raíz de sucesos pasados, que no se ha reconocido contablemente porque no es probable que para satisfacerla se vaya a requerir una salida de recursos que incorporen beneficios económicos; o porque el importe de la obligación no pueda ser medido con la suficiente fiabilidad.

El Grupo ENAP no registra activos ni pasivos contingentes salvo aquellos que deriven de contratos de carácter oneroso, los cuales se registran como provisión y son revisados a fecha de cada estado de situación financiera para reflejar la mejor estimación existente a ese momento.

r. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos – ENAP y sus filiales en Chile, determinan la base imponible y calculan sus impuestos a la renta de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en cada ejercicio. En el caso de las filiales extranjeras, éstas presentan individualmente sus declaraciones de impuestos, de acuerdo con las normativas fiscales aplicables en los respectivos países.

Los impuestos diferidos, originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria, de activos y pasivos, se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12 “Impuesto a las ganancias” Excepto por lo mencionado en el párrafo siguiente, el impuesto a la renta (corriente y diferido) es registrado en el estado de resultados salvo que se relacione con un ítem reconocido en Otros resultados integrales, directamente en patrimonio o proviene de una combinación de negocios. En ese caso, el impuesto también es contabilizado en Otros resultados integrales, directamente en resultados o con contrapartida en la plusvalía mercantil, respectivamente.

De acuerdo a las instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile en su Oficio Circular N° 856 del 17 de Octubre del 2014, los efectos producidos por el cambio de la tasa de impuesto a la renta aprobado por la Ley 20.780 (reforma tributaria) sobre los impuestos a la renta diferidos, que de acuerdo a NIC 12 debieran imputarse a los resultados del período, han sido contabilizados como Resultados Acumulados. Ello generó que con fecha 30 de septiembre de 2014 se contabilizara un incremento en los activos diferidos por MUS\$ 109.495 con abono a resultados acumulados en Patrimonio. Las modificaciones posteriores, serán reconocidas en los resultados del período de acuerdo a la NIC 12.

La Empresa no registra impuestos diferidos sobre las diferencias temporales que surgen en inversiones en filiales y asociadas, siempre y cuando la oportunidad en que se revierten las diferencias temporales es controlada por la Empresa y la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

El impuesto a las ganancias, se registra en el estado de resultados o en las cuentas de patrimonio neto del estado de situación financiera consolidado, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base fiscal, generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén vigentes cuando los activos y pasivos se realicen.

Las variaciones producidas durante el ejercicio, en los impuestos diferidos de activo o pasivo, se registran en la cuenta de resultados consolidada o directamente en las cuentas de patrimonio del estado de situación financiera, según corresponda.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de beneficios tributarios futuros, suficientes para compensar las diferencias temporarias.

s. Otros pasivos financieros – Los préstamos que devengan intereses y las obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar, se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que el Grupo ENAP tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha del balance.

t. Arrendamientos financieros – El arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad del activo, en su caso, puede o no ser transferida, el costo de los activos arrendados se presenta en el Estado de Situación Financiera Consolidado Intermedio, según la naturaleza del bien objeto del contrato y simultáneamente, se registra un pasivo por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado y la suma de los valores actuales de las cantidades a pagar al arrendador más, en su caso, el precio de período de la opción de compra. Estos activos se amortizan con criterios similares a los aplicados al conjunto de las propiedades, planta y equipo de uso propio o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea menor.

Los gastos financieros asociados al pasivo financiero se cargan a resultado.

u. Capital emitido – El capital emitido se constituye por aportes y/o capitalizaciones de utilidades autorizados mediante oficios y/o Decretos Ley emanados por el Ministerio de Hacienda, los cuales constituyen la obligación legal que da origen a su registro.

v. Distribución de utilidades – La política de distribución de utilidades utilizada por ENAP, es la establecida a través de los oficios y/o Decretos Ley emanados por el Ministerio de Hacienda, los cuales constituyen la obligación legal que da origen a su registro.

w. Medio ambiente – La política contable del Grupo ENAP relacionada con el reconocimiento de los gastos medioambientales establece la activación cuando dichos desembolsos estén asociados a proyectos y reconocer con cargo a resultado el resto de los desembolsos.

x. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar – Las cuentas por pagar comerciales y las otras cuentas por pagar, se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se valorizan por su costo amortizado.

y. Efectivo y equivalentes al efectivo – El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, determinados por el método directo. En este estado de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Efectivo y equivalentes al efectivo: El Grupo ENAP considera equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que tienen una duración original de tres meses o menos y cuyo riesgo de cambio en su valor es poco significativo.
- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo ENAP, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación.

En el ítem “Otros pagos por actividades de operación” se incluyen MUS\$ 994.464 por el pago de impuestos específicos a los combustibles en la filial Enap Refinerías S.A., correspondientes al período enero a junio de 2015 y MUS\$ 1.115.933 por el período enero a junio de 2014.

- Actividades de inversión: son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- Actividades de financiación: son las actividades que producen variaciones en la composición del patrimonio neto, y de los pasivos de carácter financiero.

En el ítem Otras entradas (salidas) de efectivo, de este flujo de actividades de financiación, se incluyen al 30 de junio de 2015 MUS\$3.407 por liquidaciones de coberturas y al 30 de junio de 2014 se incluyen MUS\$150.000 por el pago del bono Tipo 144 A pagado con fecha 14 de marzo de 2014.

3.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Normas, interpretaciones y enmiendas obligatorias por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2015:

Enmiendas y mejoras a NIIFs:

NIC 19 “Beneficios a los empleados”: Esta modificación se aplica a las contribuciones de los empleados o terceras partes en los planes de beneficios definidos.

NIIF 2 “Pagos basados en acciones” – Se clarifican las definición de “Condiciones para la consolidación (o irrevocabilidad) de la concesión” (vesting conditions) y “Condiciones de mercado” (market conditions) y se definen separadamente las “Condiciones de rendimiento” (performance conditions) y “Condiciones de servicio” (service conditions).

NIIF 3, "Combinaciones de negocios" - Se modifica la norma para aclarar que la obligación de pagar una contraprestación contingente que cumple con la definición de instrumento financiero se clasifica como pasivo financiero o como patrimonio, sobre la base de las definiciones de la NIC 32, "Instrumentos financieros: Presentación".

NIIF 8 “Segmentos de operación” - La norma se modifica para incluir el requisito de revelación de los juicios hechos por la administración en la agregación de los segmentos operativos.

NIIF 13 "Medición del valor razonable": El IASB ha modificado la base de las conclusiones de la NIIF 13 para aclarar que no se elimina la capacidad de medir las cuentas por cobrar y por pagar a corto plazo a los importes nominales si el efecto de no actualizar no es significativo.

NIC 16, "Propiedad, planta y equipo", y NIC 38, "Activos intangibles": Aclara cómo se trata el valor bruto en libros y la depreciación acumulada cuando la entidad utiliza el modelo de revaluación.

NIC 24, "Información a revelar sobre partes relacionadas" - La norma se modifica para incluir, como entidad vinculada, una entidad que presta servicios de personal clave de dirección a la entidad que informa o a la matriz de la entidad que informa (“la entidad gestora”).

Mejoras a las Normas Internacionales de Información Financiera (2013). Emitidas en diciembre de 2013.

NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera” - Clarifica que cuando una nueva versión de una norma aún no es de aplicación obligatoria, pero está disponible para la adopción anticipada, un adoptante de IFRS por primera vez, puede optar por aplicar la versión antigua o la versión nueva de la norma, siempre y cuando aplique la misma norma en todos los periodos presentados.

NIIF 3 “Combinaciones de negocios” - Se modifica la norma para aclarar que la NIIF 3 no es aplicable a la contabilización de la formación de un acuerdo conjunto bajo NIIF11.

NIIF 13 “Medición del valor razonable” - Se aclara que la excepción de cartera en la NIIF 13, que permite a una entidad medir el valor razonable de un grupo de activos y pasivos financieros por su importe neto, aplica a todos los contratos (incluyendo contratos no financieros) dentro del alcance de NIC 39 o NIIF 9.

NIC 40 “Propiedades de Inversión” - Se modifica la norma para aclarar que la NIC 40 y la NIIF 3 no son mutuamente excluyentes. Al prepararse la información financiera, tiene que considerarse la guía de aplicación de NIIF 3 para determinar si la adquisición de una propiedad de inversión es o no una combinación de negocios.

La adopción de estas normas, enmiendas e interpretaciones no tienen un impacto significativo en los estados financieros consolidados intermedios.

b) Las nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2015, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas son las siguientes:

Normas e interpretaciones

NIIF 9 “Instrumentos Financieros”- Esta versión final incluye requisitos relativos a la clasificación y medición de activos y pasivos financieros y un modelo de pérdidas crediticias esperadas que reemplaza el actual modelo de deterioro de pérdida incurrida. Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de 01.01.2018.

NIIF 14 “Diferimiento de Cuentas Regulatorias”- Esta norma es aplicable a entidades que adoptan por primera vez las NIIF, Norma provisional sobre la contabilización de determinados saldos que surgen de las actividades de tarifa regulada (“cuentas regulatorias diferidas”). Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de 01.01.2016.

NIIF 15 “Ingresos procedentes de contratos con clientes”- Esta nueva norma, Establece los principios que una entidad debe aplicar para la presentación de información útil a los usuarios de los estados financieros en relación a la naturaleza, monto, oportunidad e incertidumbre de los ingresos y los flujos de efectivo procedentes de los contratos con los clientes. Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de 01.01.2017.

Enmiendas y mejoras - Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de 01.01.2016.

NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”- Esta enmienda incorpora a la norma una guía en relación a cómo contabilizar la adquisición de una participación en una operación conjunta que constituye un negocio.

NIC 16 “Propiedad, Planta y Equipos” y NIC 38 "Activos intangibles" - Clarifica que el uso de métodos de amortización de activos basados en los ingresos no es apropiado, ya que son en general una base inapropiada para medir el consumo de los beneficios económicos que están incorporados en activo intangible.

NIC 16 “Propiedad, Planta y Equipos” y NIC 41 "Agricultura" - Modifica la información financiera en relación a las “plantas portadoras”, como vides, árboles de caucho y palma de aceite.

NIC 27 “Estados financieros separados” - Esta modificación permite a las entidades utilizar el método de la participación en el reconocimiento de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. Su aplicación anticipada es permitida.

NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos” - Aborda una inconsistencia entre los requerimientos de la NIIF 10 y los de la NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto.

NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos” - La enmienda clarifica sobre la aplicación de la excepción de consolidación para entidades de inversión y sus subsidiarias.

NIC 1 “Presentación de Estados Financieros” - La enmienda clarifica la guía de aplicación de la NIC 1 sobre materialidad y agregación, presentación de subtotales, estructura de los estados financieros y divulgación de las políticas contables.

Mejoras a las Normas Internacionales de Información Financiera (2014) Emitidas en septiembre de 2014. - Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de 01.01.2016.

NIIF 5, "Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas". La enmienda aclara que, cuando un activo (o grupo para disposición) se reclasifica de “mantenidos para la venta "a" mantenidos para su distribución ", o viceversa, esto no constituye una modificación de un plan de venta o distribución, y no tiene que ser contabilizado como tal.

NIIF 7 "Instrumentos financieros: Información a revelar". Hay dos modificaciones de la NIIF 7. (1) Contratos de servicio: Si una entidad transfiere un activo financiero a un tercero en condiciones que permiten que el cedente de de baja el activo, la NIIF 7 requiere la revelación de cualquier tipo de implicación continuada que la entidad aún pueda tener en los activos transferidos.

NIC 19, "Beneficios a los empleados" - La enmienda aclara que, para determinar la tasa de descuento para las obligaciones por beneficios post-empleo, lo importante es la moneda en que están denominados los pasivos, y no el país donde se generan.

NIC 34, "Información financiera intermedia" - La enmienda aclara qué se entiende por la referencia en la norma a "información divulgada en otra parte de la información financiera intermedia". La nueva enmienda modifica la NIC 34 para requerir una referencia cruzada de los estados financieros intermedios a la ubicación de esa información. La modificación es retroactiva.

La administración de la Empresa estima que la futura adopción de las normas e interpretaciones antes descritas no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados intermedios.

4. GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEFINICIÓN DE COBERTURAS

En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, el Grupo ENAP está expuesto a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar de manera más o menos significativa el valor económico de sus flujos y activos y, en consecuencia, sus resultados.

La Empresa dispone de una organización y de sistemas de información, administrados por la Gerencia de Finanzas Corporativa, que permiten identificar dichos riesgos, determinar su magnitud, proponer al Directorio medidas de mitigación, ejecutar dichas medidas y controlar su efectividad.

A continuación se presenta una definición de los principales riesgos que enfrenta el Grupo ENAP una caracterización y cuantificación de éstos para el Grupo ENAP, así como una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte de la Empresa, si es el caso.

a) Riesgo de mercado

Es la posibilidad de que la fluctuación de variables de mercado tales como tasas de interés, tipo de cambio, precios o índices de crudo y productos, etc., produzcan pérdidas económicas debido a la desvalorización de flujos o activos o a la valorización de pasivos, debido a la nominación o indexación de éstos a dichas variables.

a.1) Riesgo de tasa de interés - La estructura de financiamiento del Grupo ENAP considera una mezcla de fuentes de fondos afectos a tasa fija (principalmente bonos) y tasa variable (préstamos bilaterales, préstamos sindicados, documentos por pagar o forfaiting, préstamos bancarios de corto plazo y financiamiento de proveedores).

La porción del financiamiento afecto a tasa de interés variable, usualmente consistente en la tasa flotante LIBOR de 3 ó 6 meses más un margen, expone al Grupo ENAP a cambios en sus gastos financieros en el escenario de fluctuaciones de la tasa LIBOR.

La deuda financiera total del Grupo ENAP al 30 de junio de 2015 se resume en el siguiente cuadro, desglosada entre deuda a tasa fija y deuda a tasa variable:

En millones de US\$	Tasa fija	Tasa flotante	Totales
Deuda bancaria corto plazo	-	300	300
Deuda bancaria largo plazo	54	567	621
Arrendamiento financiero	7	-	7
Bonos internacionales	2.130	-	2.130
Bonos locales	-	616	616
Totales	2.191	1.483	3.674

Nota: Nota: los datos del cuadro adjunto corresponden solo a valor capital de la deuda y no intereses devengados y otros conceptos. Los bonos internacionales y locales se presentan a su valor nominal (carátula), no a costo amortizado como en el balance. Ya que la tasa de interés se aplica al valor nominal de los bonos, dicho valor permite cuantificar correctamente la exposición del Grupo ENAP a la tasa fija o variable, objeto de esta sección. Los bonos locales están denominados en UF y son presentados a su valor carátula equivalente en US\$ al 30 de junio de 2015.

Al 30 de junio 2015 el financiamiento de proveedores fue de MUS\$ 99.608, con una tasa promedio mensual de 1,70%. Al 31 de diciembre de 2014 este financiamiento de proveedores fue de MUS\$ 286.844 con una tasa promedio mensual de 1,57%.

Instrumentos de mitigación del riesgo:

Con el fin de reducir la variabilidad de sus gastos financieros, el Grupo ENAP ha contratado diversos instrumentos de cobertura aplicables a algunas de las partidas de deuda del cuadro anterior:

Se han contratado instrumentos del tipo *interest rate swap* para pasar a tasa fija MUS\$ 230.147 de la deuda bancaria de largo plazo y *cross currency swaps* para fijar la tasa y tipo de cambio del bono emitidos en UF y en CHF (el notional asciende a MUS\$ 845.685).

Exposición residual al riesgo:

Considerando la existencia de los instrumentos de cobertura señalados anteriormente, el saldo neto de obligaciones de ENAP cuyo costo financiero permanece plenamente afecto a las fluctuaciones de la tasa de interés LIBO asciende a MUS\$ 690.605, es decir, el 18,79% del total. En función de dicho monto, un incremento/decremento de un 1% en la tasa LIBO aplicable (trimestral o semestral según el tipo de deuda) generaría un incremento/decremento anual de los gastos financieros de la empresa de aproximadamente MUS\$ 6.906

a.2) Riesgo de tipo de cambio - La moneda funcional del Grupo ENAP es el dólar estadounidense, sin embargo, existen partidas relevantes de los estados financieros denominadas en moneda local (pesos o UF) como la facturación de ventas y obligaciones financieras y también en CHF (Bono Suizo). Las cuales están expuestas a cambios en su valor en dólares en la medida que se produzcan fluctuaciones en la paridad peso/US\$, UF/US\$ y CHF/US\$.

Medidas de mitigación:

La exposición del flujo de facturación a las variaciones en el tipo de cambio se minimiza fundamentalmente a través de la política de precios de productos basada en la paridad de importación, mecanismo por el cual el precio de venta local de los productos es recalculado semanalmente de acuerdo al tipo de cambio vigente.

Con respecto a las partidas del balance, las principales partidas expuestas son los bonos locales (denominados en UF) y las cuentas por cobrar correspondientes a las ventas locales (denominadas en pesos). El Grupo ENAP ejecuta operaciones de cobertura para mitigar el riesgo cambiario asociado a ambas partidas.

El capital adeudado de los bonos locales del Grupo ENAP al 30 de junio de 2015 asciende a UF 15.750.000. A partir de dicho monto y de las paridades CLP/US\$ y CLP/UF vigentes en dicha fecha (\$639,04 y \$24.982,96), una variación de \$50 en el tipo de cambio CLP/US\$ produciría los siguientes efectos en el valor medido en dólares de los bonos:

<u>Tipo de Cambio</u>	<u>Variación en Valorización Bonos MUS\$</u>
Aumenta en \$50 (\$689,04)	44.681
Disminuye en \$50 (\$589,04)	(52.266)

Con el fin de mitigar este riesgo, el Grupo ENAP ha cerrado contratos derivados del tipo *cross-currency swap*, mediante los cuales la empresa recibe de sus contrapartes flujos en UF iguales a los flujos pagaderos a los tenedores de bonos, y paga a éstas flujos fijos en dólares, quedando en consecuencia libre del riesgo cambiario descrito.

Por su parte, el saldo al 30 de junio de 2015 de cuentas por cobrar correspondientes a ventas locales ascendió al equivalente de MUS\$ 439.904. Lo anterior implica que un aumento del tipo de cambio de \$50 produciría una disminución del valor en dólares de las cuentas por cobrar de aproximadamente MUS\$ 31.921.

Con el fin de minimizar este riesgo, el Grupo ENAP mantiene en operación una política de cobertura consistente en el cierre semanal de contratos forward de tipo de cambio, por un monto máximo equivalente al 100% de las ventas estimadas para dicha semana y por plazos correspondientes a las fechas estimadas de cobro de la respectiva facturación.

a.3) Riesgo de precio de commodities: El negocio de la Línea Refinación & Comercialización del Grupo ENAP 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 obtenido por el Grupo 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 efecto en resultados de MUS\$ 72.000.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, Grupo 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.

Por otra parte, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, ENAP está afecta también al *time spread* o riesgo de que al producirse la venta de los productos, sus precios se encuentren en un nivel más bajo que el imperante en el momento de la compra del crudo. Las pérdidas o ganancias producidas por este motivo aumentan la volatilidad del resultado operacional del Grupo ENAP.

El Grupo ENAP importa en promedio aproximadamente 6 millones de bbl de petróleo crudo mensuales. Una caída de US\$ 1 / bbl en el precio de la canasta de productos durante el ciclo de inventario de refinación, tiene un efecto inmediato de MUS\$ 6.000 en el margen de refinación.

La política de cobertura para la mitigación del riesgo de desvalorización de inventario (embarques de petróleo crudo) consiste en la contratación de time-spread swaps, los cuales tienen por objetivo poder desplazar, financieramente, la ventana de toma de precios de un embarque de crudo (la cual habitualmente es en los días que están en torno a la fecha de carga del mismo) y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados a partir de ese crudo tomen precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, mitigando de buena forma el time spread al que la compañía se encuentra expuesta de manera natural. Esta estrategia es complementada con el uso de contratos de venta swap de productos refinados. 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.

En la actualidad el crudo Brent es el marcador relevante para el mercado y para los precios de los productos del mercado de referencia de ENAP, puesto que los precios de éstos están fuertemente correlacionados con el precio de este marcador. Es por esto que en los casos en que el área de Trading, quien se encarga de las compras de crudo, adjudica crudos cuyo precio queda en función del WTI, se contrata un derivado denominado “Swap de diferencial” cuya finalidad es transferir financieramente una posición WTI a una Brent y así mantener el criterio de optimización que primó al momento de adjudicar la compra de dicho crudo.

Por otra parte, el negocio de la Línea Exploración & Producción consiste principalmente en las actividades de exploración y explotación de reservas de hidrocarburos y su venta en el mercado internacional. En consecuencia, sus resultados están directamente relacionados con los niveles internacionales de precio del petróleo y gas.

Con el fin de mitigar dicho riesgo, el Grupo ENAP orienta sus esfuerzos en la constante mejora operacional con el fin de mantener una estructura de costos eficiente. La empresa no recurre en forma sistemática al uso de derivados como mecanismo de cobertura para sus ventas de producción propia, aunque en forma puntual se han cerrado operaciones de este tipo.

b) Riesgo de liquidez

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de capex y operación normal del negocio, vencimientos de deuda, liquidación de derivados etc. El Grupo mantiene una política financiera que establece los lineamientos para hacer frente a este riesgo, consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las Dirección de manejo de riesgo de mercado y operaciones financieras y la Dirección de finanzas corporativas dependientes de la Gerencia de finanzas monitorean continuamente las necesidades de fondo que requiere el Grupo.

Además de los saldos de balance, el Grupo tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea de crédito comprometida por USD 60 millones con Santander Bank, NA (ii) una línea de crédito comprometida por CLP 15.000 millones con Banco de Chile, (iii) una línea de crédito comprometida por CLP 15.000 millones con Banco Santander y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$1.000 millones con diversos bancos nacionales e internacionales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes al 30 de junio de 2015:

En millones de US\$	2015	2016	2017	2018	2019	2020 y +	Totales
Deuda financiera corto plazo	200	100	-	-	-	-	300
Deuda financiera largo plazo	54	110	207	146	49	55	621
Arrendamiento financiero	2	2	2	1	-	-	7
Bonos internacionales	-	-	-	230	300	1.600	2.130
Bonos locales	-	-	78	-	381	157	616
Totales	256	212	287	377	730	1.812	3.674

Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver nota 20.

La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las otras obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes al 30 de junio de 2015:

En millones de US\$	2015	2016	2017	2018	2019	2020 y +	Totales
Cuentas por pagar comerciales	556	4	-	-	-	-	560
Cuentas por pagar entidades relacionadas	26	-	-	-	-	-	26
Derivados de cobertura	7	-	43	1	9	61	121
Totales	589	4	43	1	9	61	707

c) Riesgo de crédito

Este riesgo está referido a la capacidad de terceros de cumplir con sus obligaciones financieras con el Grupo ENAP. Dentro de las partidas expuestas a este riesgo se distinguen 3 categorías:

c.1) Activos financieros - Corresponde a los saldos de efectivo y equivalente, depósitos a plazo, operaciones con pactos de retrocompra y valores negociables en general. La capacidad del Grupo ENAP de recuperar estos fondos a su vencimiento depende de la solvencia del banco en el que se encuentren depositados.

Como mitigante a este riesgo, el Grupo ENAP tiene una política financiera que especifica parámetros de calidad crediticia que deben cumplir las instituciones financieras para poder ser consideradas elegibles como depositarias de los productos señalados arriba, así como límites máximos de concentración por institución.

c.2) Obligaciones de contrapartes en derivados - Corresponde al valor de mercado a favor del Grupo ENAP de contratos derivados vigentes con bancos.

Como mitigante a este riesgo, el Grupo ENAP tiene una política de administración de productos derivados que especifica parámetros de calidad crediticia que deben cumplir las instituciones financieras para poder ser consideradas elegibles como contrapartes.

c.3) Deudores por ventas - El riesgo de incobrabilidad de los deudores por venta del grupo es significativamente bajo, toda vez que casi la totalidad de las ventas locales (>95%) corresponden a facturación a las principales empresas distribuidoras de combustibles o a empresas distribuidoras de gas licuado.

Por su parte, la incorporación de nuevos clientes está sujeta al análisis de su solvencia financiera y a su aprobación por el Comité de Crédito del Grupo ENAP. Dicho comité coordina las acciones de cobranza requeridas en caso de atraso en los pagos.

Al 30 de junio de 2015, la exposición total del Grupo ENAP a los deudores por venta ascendía a MUS\$ 528.189 según se indica en la Nota 10.

No hay garantías por montos significativos para cubrir dicha exposición, pues, como se ha señalado, casi la totalidad de las ventas corresponden a empresas distribuidoras de combustible o de gas licuado, con las cuales el Grupo ENAP opera en base a ventas a crédito sin garantía. La estimación de deudores incobrables al 30 de junio de 2015 asciende a MUS\$ 1.282.

Información respecto a la Gestión de capital se encuentra en Nota 24.

5. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRITICOS

Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es de responsabilidad de la Alta Administración del Grupo ENAP.

En los presentes estados financieros consolidados intermedios se han utilizado estimaciones realizadas por la Administración del Grupo ENAP y de las entidades consolidadas para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, sin embargo, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja), lo que se haría conforme a lo establecido en la NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo en el período los efectos del cambio de la estimación, si la revisión afecta sólo el presente ejercicio, o en el período de revisión y períodos futuros si el cambio afecta a ambos.

En la aplicación de las políticas contables del Grupo ENAP, las cuales se describen en la Nota N°3, la administración hace estimaciones y juicios en relación al futuro sobre los valores en libros de los activos y pasivos. Las estimaciones y los supuestos asociados se han basado en la experiencia histórica y en otros factores que son considerados relevantes. Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones.

La administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto sobre las cifras presentadas en los estados financieros, por lo tanto cambios en estos supuestos y estimaciones podrían tener un efecto en los estados financieros consolidados intermedios.

A continuación se detallan las estimaciones y juicios críticos usados por la administración:

1. Vidas útiles de Propiedades, planta y equipo - La administración del Grupo ENAP estima las vidas útiles y basado en ellas los correspondientes cargos por depreciación de sus propiedades, planta y equipo. Esta estimación está basada en estudios técnicos preparados por especialistas internos y externos. Cuando existan indicios que aconsejen cambios en las vidas útiles de estos bienes, ello debe hacerse utilizando estimaciones técnicas al efecto. La administración incrementará el cargo por depreciación cuando las vidas útiles sean inferiores a las vidas estimadas anteriormente o depreciará o eliminará activos obsoletos técnicamente o no estratégicos que se hayan abandonado o vendido. El Grupo ENAP revisa las vidas útiles estimadas de los bienes de propiedad, planta y equipo, al cierre de cada ejercicio de reporte financiero anual.

2. Reservas de crudo y gas - La estimación de las reservas de crudo y gas es parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo ENAP. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción.

3. Valor razonable de los instrumentos derivados y otros instrumentos financieros - El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en un mercado activo se determina usando técnicas de valoración. El Grupo ENAP usa el juicio para seleccionar una variedad de métodos y hacer hipótesis que se basan principalmente en

las condiciones de mercado existentes en la fecha de balance. En el caso de los instrumentos financieros derivados, los supuestos realizados están basados en las tasas de mercado cotizadas ajustadas por las características específicas del instrumento.

Los otros instrumentos financieros se valorizan usando un análisis de los flujos de efectivo descontados basado en presunciones sustentadas, cuando sea posible, por los precios o tasas de mercado observadas.

4. Provisiones por litigios y otras contingencias - El costo final de la liquidación de denuncias y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

El Grupo ENAP realiza juicios y estimaciones al registrar costos y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costos y planes esperados de remediación, momento del tiempo del desembolso efectivo, tasa de interés para descontar los flujos futuros, entre otros, con el fin de determinar su valor razonable. En el caso de las provisiones medioambientales, los costos pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas.

5. Cálculo del impuesto a las ganancias y activos por impuestos diferidos - Los activos y pasivos por impuestos se revisan en forma periódica y los saldos se ajustan según corresponda. El Grupo ENAP considera que se ha hecho una adecuada provisión de los efectos impositivos futuros, basada en hechos, circunstancias y leyes fiscales actuales. Por otra parte, los activos provenientes de las pérdidas tributarias acumuladas, provenientes de empresas chilenas a la fecha de los presentes estados financieros consolidados intermedios, se han estimado totalmente recuperables por la administración. Sin embargo, la posición fiscal podría cambiar, originando resultados diferentes con impacto en los montos reportados en los estados financieros consolidados intermedios.

6. ACTIVOS FINANCIEROS

El Grupo ENAP clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, préstamos y cuentas por cobrar, disponibles para la venta y derivados de cobertura, según el siguiente detalle al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Al 30 de junio de 2015

Rubro	A valor razonable con cambio en resultado MUS\$	Mantenidos hasta el vencimiento MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Disponibles para la venta MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	115.034	-	-	-	-
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	21.563
Deudores comerciales y otras cuenta por cobrar	-	-	639.947	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	43.168	-	-
Total activos financieros corrientes	115.034	-	683.115	-	21.563
Otros activos financieros	-	35	357	13.762	-
Cuentas por cobrar, no corrientes	-	-	14.836	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	3.720	-	-
Total activos financieros no corriente	-	35	18.913	13.762	-

Al 31 de diciembre de 2014

Rubro	A valor razonable con cambio en resultado	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Disponibles para la venta	Derivados de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalente al efectivo	153.511	-	-	-	-
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	210.788
Deudores comerciales y otras cuenta por cobrar	-	-	702.455	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	30.063	-	-
Total activos financieros corrientes	153.511	-	732.518	-	210.788
Otros activos financieros	-	35	357	13.762	-
Cuentas por cobrar, no corrientes	-	-	15.542	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	2.435	-	-
Total activos financieros no corriente	-	35	18.334	13.762	-

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Detalle:	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Caja	162	45
Bancos	91.682	119.463
Depósitos a plazo	15.455	34.003
Pactos	7.735	-
Totales	115.034	153.511

El detalle de efectivo y equivalentes al efectivo en moneda de origen, es el siguiente:

Detalle:	Moneda	30.06.2015	31.12.2014
		MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	US\$	33.347	38.152
Efectivo y equivalentes al efectivo	Ch\$	38.995	51.515
Efectivo y equivalentes al efectivo	AR\$	14.010	34.409
Efectivo y equivalentes al efectivo	UK £	82	82
Efectivo y equivalentes al efectivo	EG £	28.600	29.353
Totales		115.034	153.511

Los depósitos a plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones. Los pactos son instrumentos de renta fija y corresponden a operaciones de compra con retroventa con vencimiento inferior a 30 días. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, no existen sobregiros bancarios presentados como efectivo y efectivo equivalente.

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle es el siguiente:

Detalle:		Corrientes		No Corrientes	
		30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Derivados de cobertura	(a)	21.563	210.788	-	-
Inversión en otras sociedades	(b)	-	-	13.762	13.762
Otros por cobrar		-	-	357	357
Scrow account		-	-	35	35
Totales		<u>21.563</u>	<u>210.788</u>	<u>14.154</u>	<u>14.154</u>

(a) Ver detalle en nota 20 a).

(b) El detalle de las inversiones en otras sociedades al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Detalle:	País de Origen	Participación		30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
		2015	2014		
		%	%		
Terminales Marítimos Patagónicos S.A.	Argentina	13,79	13,79	7.664	7.664
Electrogas S.A.	Chile	15,00	15,00	6.091	6.091
Asociación Gremial de Industriales Químicos A.G.	Chile	N/A	N/A	<u>7</u>	<u>7</u>
Totales				<u>13.762</u>	<u>13.762</u>

9. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle del rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Detalle:	Corrientes		No corrientes	
	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Arriendos de naves pagados por anticipado	4.321	3.516	-	-
Gastos pagados por anticipado SS/EE Torquemada	582	582	4.265	4.556
Seguros pagados por anticipado	13.006	-	-	-
Platino para catalizador	-	-	39.455	43.277
Otros	<u>658</u>	<u>875</u>	<u>911</u>	<u>857</u>
Total	<u>18.567</u>	<u>4.973</u>	<u>44.631</u>	<u>48.690</u>

10. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

La composición de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Detalle:	Corrientes		No corrientes	
	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Deudores por ventas	528.189	571.166	-	-
Deudores varios	60.989	83.376	15	15
Otros deudores	52.051	46.722	14.821	15.527
Estimación deudores incobrables	(1.282)	(1.282)	-	-
Totales	639.947	699.982	14.836	15.542

Los valores razonables de deudores por ventas, deudores varios y otros deudores corresponden a sus valores libros.

a) Vigencia cuentas por cobrar vencidas y no deterioradas

A continuación se detalla la vigencia de las cuentas por cobrar vencidas pero no deterioradas:

	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
De 1 día hasta 5 días	21.882	3.170
De 6 día hasta 30 días	9.758	20.354
De 31 días hasta 60 días	3.016	1.496
De 61 días hasta 90 días	189	658
Más de 91 días hasta 1 año	551	5.383
Más de 1 año	1.877	14.709
Totales	37.273	45.770

Los saldos vencidos y no deteriorados incluidos en este rubro devengan intereses, calculados utilizando la tasa máxima convencional publicada en el Diario Oficial.

El período medio de cobro a deudores por venta de la Línea R&C (venta a distribuidores, principalmente) al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es alrededor de 20 días, para ambos periodos, a diferencia de la Línea E&P que tiene un promedio entre 80 y 90 días.

b) Provisiones de incobrables

El monto de la provisión de cuentas incobrables al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Más de 1 año	(1.282)	(1.282)

Considerando la solvencia de los deudores y el comportamiento histórico de la cobranza, el Grupo ha estimado que la provisión de deudores incobrables al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es suficiente.

11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Las cuentas por cobrar, por pagar y las transacciones con partes relacionadas son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar

Corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Relación a través de controlador	US\$	26.837	2.473
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	8.444	10.093
78.335.760-7	Petropower Energía Ltda.	Chile	Asociada	US\$	969	11.069
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	US\$	-	3.183
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	2.933	2.933
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Asociada	US\$	1.271	874
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	US\$	646	522
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Asociada	US\$	618	618
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US\$	1.450	771
Totales					<u>43.168</u>	<u>32.536</u>

No corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
96.856.650-4	Innergy Holding S.A.	Chile	Asociada	US\$	1.256	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	2.464	2.435
Totales					<u>3.720</u>	<u>2.435</u>

b) Cuentas por pagar

Corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
78.335.760-7	Petropower Energía Ltda.	Chile	Asociada	US\$	17.784	32.371
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US\$	1.423	3.367
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	6.552	8.831
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Chile	Asociada	US\$	-	391
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energeticas S.A.	Chile	Asociada	US\$	3	493
96.856.700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	Indirecta	US\$	234	208
76.030.514-6	SK Converge S.A.	Chile	Relación a través de Entidad Estructurada	US\$	-	2
99.598.300-1	Sigdo Koppers S.A.	Chile	Relación a través de Entidad Estructurada	US\$	-	7
99.515.800-0	SK Inversiones Petroquímicas S.A.	Chile	Relación a través de Entidad Estructurada	US\$	-	497
Totales					<u>25.996</u>	<u>46.167</u>

Los saldos y transacciones con entidades relacionadas se ajustan a lo establecido en el artículo N° 89 de la Ley N° 18.046, que establece que las operaciones entre sociedades coligadas, entre la matriz y sus filiales y las que efectúe una sociedad anónima abierta, deberán observar condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado, es decir, hechas en condiciones de independencia mutua entre las partes.

c) Transacciones con partes relacionadas

El detalle de las transacciones con empresas relacionadas es el siguiente:

RUT	Sociedad	País	Relación	Descripción de la transacción	30.06.2015 MUS\$	30.06.2014 MUS\$	Efecto en resultados (Cargo) / Abono	
							30.06.2015 MUS\$	30.06.2014 MUS\$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	213.033	306.597	-	-
				Intereses devengados	29	28	29	28
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	Venta de productos	4.945	10.592	791	(365)
				Intereses	1	-	1	-
				Dividendos percibidos	146	-	-	-
78.335.760-7	Petropower Energia Ltda.	Chile	Asociada	Compra de servicios	20.096	33.024	-	-
				Distribución de utilidades	2.290	1.422	-	-
				Surplus e Insurance	5.424	7.609	5.424	7.609
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	19.728	23.675	-	-
				Venta de servicios	6	4	6	3
				Venta de productos	26	-	22	-
				Dividendos percibidos	768	795	-	-
				Dividendos provisionados	866	1.820	-	-
96.856.650-4	Innergy Holding S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	1.299	1.397	-	-
				Venta de productos	6.472	5.452	1.409	1.844
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Asociada	Suscripción Pagares 1, 2 y 3	3.264	-	-	-
				Abono pagare 1 y 2	2.013	-	-	-
				Intereses devengados	9	-	9	-
96856700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	Asociada	Operación Planta	571	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	2.216	9.915	-	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino Chile S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	2.187	2.326	2.187	2.326
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	Dividendos percibidos	3.513	-	-	-

d) Remuneración del Honorable Directorio

El detalle de las remuneraciones al Honorable Directorio es el siguiente:

Directorio Actual			30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
Nombre	Rut	Cargo	MUS\$	MUS\$	30.06.2015	30.06.2014
					MUS\$	MUS\$
Máximo Pacheco Matte	6.371.887-4	Presidente	-	-	-	-
Eduardo Bitrán Colodro	7.950.535-8	Vicepresidente	-	-	-	-
María Isabel González Rodríguez	7.201.750-1	Directora	2	-	2	-
Fernán Gazmuri Plaza	4.461.192-9	Director	11	3	3	2
Jorge Fierro Andrade	9.925.434-3	Director	7	9	3	4
Fidel Miranda Bravo	6.923.830-0	Director	4	1	2	1
Carlos Carmona Acosta	9.003.935-0	Director	1	-	1	-
Subtotal			25	13	11	7
Directores Anteriores			30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
Nombre	Rut	Cargo	MUS\$	MUS\$	30.06.2015	30.06.2014
					MUS\$	MUS\$
Hernán Cheyre Valenzuela	6.375.408-0	Vicepresidente	-	-	-	-
Jorge Bande Bruck	5.899.738-2	Director	1	2	-	2
Carlos Díaz Vergara	7.033.701-0	Director	-	5	-	2
Felipe Morandé Lavín	7.246.745-0	Director	-	4	-	-
Fernando Ramirez Pendibene	7.876.527-5	Director	2	11	-	4
Ramón Jara Araya	5.899.198-8	Director	-	-	-	-
Subtotal			3	22	-	8
Totales			28	35	11	15

La retribución a los miembros del Honorable Directorio no tiene relación con los resultados de la Empresa.

Personal Clave de la Gerencia

Las remuneraciones brutas de la plana ejecutiva devengadas y pagadas durante el periodo enero – junio de 2015, ascienden a MUS\$ 1.489 y considera las posiciones ejecutivas principales del Grupo; las remuneraciones brutas pagadas en igual periodo de 2014, ascendieron a MUS\$ 1.335. Los cargos considerados en los montos informados corresponden a aquellos ejecutivos que tienen autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de la entidad.

La Empresa no mantiene obligaciones devengadas a los ejecutivos principales por concepto de beneficios de corto y largo plazo y pagos basados en acciones.

Planes de incentivos al personal ejecutivo – Renta Variable

El Grupo ENAP cuenta con un Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a todos sus ejecutivos, con excepción del Gerente General, para lo cual provisiona al cierre de cada ejercicio contable una estimación de este desembolso la cual se realiza durante el primer trimestre del año siguiente.

Su propósito es incentivar la agregación de valor al Grupo ENAP, mejorando el trabajo en equipo y el desempeño individual.

Los factores considerados para la determinación del incentivo son los siguientes:

- Resultados financieros anuales de la empresa;
- Resultados de área y nivel de cumplimiento de metas alcanzado por cada gerencia.
- Resultados individuales.

12. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Detalle:	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
Petróleo crudo en existencias	311.208	208.053
Petróleo crudo en tránsito	37.051	12.022
Productos terminados	394.470	407.218
Productos en tránsito	162	40.968
Materiales en bodega y en tránsito	36.734	72.540
Totales	779.625	740.801

Información Adicional de Inventario	30.06.2015 MUS\$	30.06.2014 MUS\$	01.04.2015 30.06.2015 MUS\$	01.04.2014 30.06.2014 MUS\$
Importe de ajuste a valor neto de realización de inventarios	-	-	(22.397)	-
Costos de inventarios reconocidos en el período	(2.926.108)	(4.863.696)	(1.379.023)	(2.498.735)

13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES Y DIFERIDOS

a) **Activos y pasivos por impuestos corrientes:** El detalle de los impuestos corrientes al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Activos por impuestos corrientes:		
IVA Crédito Fiscal	62.570	62.166
Impuestos por recuperar extranjeros	3.223	2.806
Impuesto específico a los combustibles	4.969	2.393
Derechos de aduana	2.776	11.510
Otros impuestos varios	2.523	2.856
Totales	76.061	81.731
	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Pasivos por impuestos corrientes:		
Impuesto específico a los combustibles	65.062	56.448
Otros impuestos del extranjero	1.510	-
Impuestos de retención	1.843	7.201
Regalías y derechos de explotación	3.218	3.674
Impuestos a la renta por pagar	6.414	30.886
Otros impuestos varios	943	305
Totales	78.990	98.514

b) **Activos y pasivos por impuestos diferidos:** El origen de los impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Activos por Impuestos Diferidos, reconocidos:		
Relativos a pérdidas fiscales	655.465	586.209
Relativos a valor neto realizable de inventarios	-	45.724
Relativos a otras provisiones	67.769	66.803
Relativos a propiedades, planta y equipo	42.892	41.708
Relativos a obligaciones por leasing	3.700	4.408
Relativos a reservas de cobertura	8.261	9.076
Relativos a provision materiales	26.297	7.408
Totales	804.384	761.336

	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Pasivos por Impuestos Diferidos, reconocidos:		
Relativos a activos en leasing	2.104	2.312
Relativos a depreciaciones	55.425	61.453
Relativos a obligaciones por indemnizaciones	6.593	6.821
Relativos a gastos diferidos	27.368	29.379
Relativos a otros	28.753	29.288
	<u>120.243</u>	<u>129.253</u>
Totales	<u>120.243</u>	<u>129.253</u>
Movimientos en importe reconocido en estado de situación financiera	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Importe reconocido en el resultado del período	48.345	86.351
Importe reconocido en resultados acumulados	-	109.495
Reverso saldos iniciales sociedad fusionada Etalsa	-	(3.456)
Importe reconocido en otros resultados integrales	2.862	(2.616)
Importe en otros rubros	851	6.211
	<u>52.058</u>	<u>195.985</u>
Cambios en activos y pasivos por impuestos diferidos,	<u>52.058</u>	<u>195.985</u>

c) Gasto por impuestos corrientes

Todas las empresas que forman parte del Grupo ENAP presentan individualmente sus declaraciones de impuestos, de acuerdo con la norma fiscal aplicable en cada país.

El (Gasto) ingreso tributario y diferido del ejercicio terminado al 30 de junio de 2015 y 2014, es el siguiente:

	30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
	MUS\$	MUS\$	30.06.2015	30.06.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Beneficio por Impuestos Corrientes a las Ganancias				
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes	(9.573)	(1.613)	(5.280)	9.798
Ajustes al impuesto corriente del ejercicio anterior	-	(14.959)	-	(14.959)
Otro (gasto) ingreso por impuesto corriente	(30)	17.705	(8)	31.307
	<u>(9.603)</u>	<u>1.133</u>	<u>(5.288)</u>	<u>26.146</u>
Ingreso (gasto) por impuestos corrientes, neto, total	<u>(9.603)</u>	<u>1.133</u>	<u>(5.288)</u>	<u>26.146</u>
Ingreso (gasto) diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	48.345	44.942	15.432	29.521
	<u>48.345</u>	<u>44.942</u>	<u>15.432</u>	<u>29.521</u>
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, total	<u>48.345</u>	<u>44.942</u>	<u>15.432</u>	<u>29.521</u>
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	<u>38.742</u>	<u>46.075</u>	<u>10.144</u>	<u>55.667</u>
Gasto por Impuestos Diferidos a las Ganancias por Partes Extranjeras y Nacional, Neto	30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
	MUS\$	MUS\$	30.06.2015	30.06.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, extranjero	(5.172)	(14.510)	(3.049)	(6.683)
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, nacional	(4.431)	15.643	(2.239)	32.829
	<u>(9.603)</u>	<u>1.133</u>	<u>(5.288)</u>	<u>26.146</u>
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	<u>(9.603)</u>	<u>1.133</u>	<u>(5.288)</u>	<u>26.146</u>

	30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, extranjero	3.335	462	297	5.044
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, nacional	45.010	44.480	15.135	24.477
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, total	48.345	44.942	15.432	29.521

d) Conciliación del resultado contable con el resultado fiscal

La conciliación de la tasa de impuestos legal vigente en Chile y la tasa efectiva de impuestos aplicables al Grupo ENAP, se presenta a continuación:

	30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
(Gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	(21.044)	(2.547)	(12.778)	3.317
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	6.614	7.432	5.653	5.583
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	(1.452)	4.283	(1.402)	5.181
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	2.981	(107)	3.089	4.312
Efecto impositivo impuesto único Ley 2398	44.860	34.090	16.726	36.724
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	6.783	2.924	(1.144)	550
Ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal, total	59.786	48.622	22.922	52.350
Ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa efectiva	38.742	46.075	10.144	55.667

Información adicional:

La tasa legal utilizada en Chile es de 22,5% en 2015 y 21% en 2014, la cual corresponde a la tasa de impuesto a la renta legal en Chile, las tasas de impuestos correspondientes a otras jurisdicciones son: Argentina un 35% en ambos años, en Ecuador es de un 22% para ambos años, en Uruguay la filial por no tener operaciones en el país está sometida a un régimen especial sin impuesto en Egipto el contrato de operación conjunta con EGPC otorga un régimen especial sin impuesto para ENAP.

Reforma Tributaria en Chile

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°20.780 “Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario”.

Entre los principales cambios, dicha Ley tipifica dos sistemas de tributación: régimen de renta atribuida y régimen parcialmente integrado. Los contribuyentes podrán optar libremente por cualquiera de estos dos regímenes para determinar y pagar sus impuestos, con una mantención mínima en cada régimen de 5 años.

Adicionalmente, se introduce un aumento progresivo en la tasa de impuesto de primera categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, incrementándola a un 21%, 22,5%, 24%, respectivamente. Desde el año comercial 2017 el incremento en esta tasa de impuesto dependerá del régimen de tributación elegido por el contribuyente, es decir, si se opta por el régimen de renta atribuida la tasa será de 25% desde el año comercial 2017 y para el régimen parcialmente integrado las tasas serán 25,5% en el año comercial 2017 y 27% desde el año comercial 2018 en adelante. Adicionalmente en el caso de ENAP Matriz, ésta se incrementa en un 40% de impuesto único, debido a la aplicación del Decreto Ley N° 2.398.

En relación a los otros incrementos (decrementos) efectuados a la tasa impositiva legal, éstos corresponden a las diferencias permanentes del ejercicio, principalmente originadas por las utilidades devengadas en empresas filiales y relacionadas y al impuesto único de ENAP mencionado en el punto precedente.

Los impuestos para las sociedades extranjeras se calculan según las tasas impositivas en las respectivas jurisdicciones.

e) Resultados y tasas impositivas

	30.06.2015		30.06.2014		01.04.2015 30.06.2015		01.04.2014 30.06.2014	
	Subtotal	Total	Subtotal	Total	Subtotal	Total	Subtotal	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
GANANCIA (PÉRDIDA)								
Resultados antes de impuestos		93.531		12.737		56.792		(12.529)
Impuesto a la renta		(6.120)		11.985		(6.584)		17.559
Impuesto a la renta	(132)		(475)		(55)		1.377	
Impuestos diferidos	(4.150)		24.574		(3.772)		21.052	
Impuestos pagados en el exterior	(1.838)		(12.114)		(2.757)		(4.870)	
Resultado después de impuesto a la renta		87.411		24.722		50.208		5.030
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%		44.861		34.090		16.727		38.108
Impuesto a la renta (40%)	(3.872)		17.730		(2.613)		31.332	
Impuestos diferidos (40%)	48.733		16.360		19.340		6.776	
GANANCIA (PÉRDIDA)		132.272		58.812		66.935		43.138
INTERÉS MINORITARIO		425		929		10		929
RESULTADO CONTROLADOR		131.847		57.883		66.925		42.209

14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

A continuación se presenta un detalle de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación y los movimientos de éstas al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

a) Detalle de las inversiones:

Sociedades	Actividad Principal	País de Origen	Moneda	Participación	
				2015 %	2014 %
A&C Pipeline Holding	Inversión y financiamiento en general	I.Cayman	USD	36,25	36,25
Biocomsa S.A.	Producción de biomasas y su transformación en biocombustibles	Chile	CLP	47,41	47,41
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	Exploración y explotación de petróleo, gas y derivados	Chile	CLP	40,00	40,00
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	Exploración y explotación de energía geotérmica	Chile	CLP	49,00	49,00
Forenergy S.A.	Producción y comercialización de biodiesel	Chile	CLP	40,00	40,00
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	Transporte de gas natural	Chile	USD	25,00	25,00
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Transporte de gas natural	Argentina	USD	22,80	22,80
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Inversión y financiamiento en general	I.Cayman	USD	22,80	22,80
Geotermica del Norte S.A.	Exploración y explotación de energía geotérmica	Chile	CLP	48,60	48,60
GNL Chile S.A.	Almacenamiento, procesamiento y regasificación de gas natural	Chile	USD	33,33	33,33
GNL Quintero S.A.	Puesta en marcha de terminal de regasificación de "GNL"	Chile	USD	20,00	20,00
Golfo Guayaquil Petroenap Cía. de E.	Desarrollo de las actividades en cualquiera de las fases de la ind. petrolera	Ecuador	USD	40,00	40,00
Innergy Holding S.A.	Explorar y operar toda clase de redes de transporte de gas natural.	Chile	USD	25,00	25,00
Norgas S.A.	Importación, exportación y compra de gas licuado de petróleo y su venta	Chile	CLP	42,00	42,00
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino Argentina-Chile	Argentina	USD	35,79	35,79
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino Argentina-Chile	Chile	CLP	35,83	35,83
Petropower Energía Ltda.	Generación de energía y procesamiento de combustibles.	Chile	USD	15,00	15,00
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Transportar combustibles y sus derivados	Chile	USD	10,06	10,06

b) Movimiento de inversiones:
Al 30 de junio de 2015

Sociedades	Saldo inicial	Adiciones	Participación en resultado	Dividendos	Diferencia conversión	Otros Incremento (Decremento)	Saldo final
	01.01.2015		MUS\$		MUS\$	MUS\$	MUS\$
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Biocomsa S.A.	1	-	-	-	-	-	1
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	276	-	(3)	-	(11)	-	262
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	1.432	-	-	-	-	-	1.432
Forenergy S.A.	165	-	-	-	-	(8)	157
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	2.534	-	(100)	-	-	-	2.434
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	8.116	-	417	(364)	-	-	8.169
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltda.	1	-	-	-	-	-	1
Geotérmica del Norte S.A.	49.716	20.000	-	-	-	-	69.716
GNL Chile S.A.	2.994	-	55	-	-	-	3.049
GNL Quintero S.A.	25.027	-	3.900	(2.216)	-	-	26.711
Golfo Guayaquil Petroenap							
Compañía de Economía Mixta	10	-	-	-	-	-	10
Innergy Holding S.A.	4.553	-	355	-	-	-	4.908
Norgas S.A.	2.426	-	-	-	-	-	2.426
Oleoducto Trasadino (Argentina) S.A.	2.649	-	-	-	-	-	2.649
Oleoducto Trasadino (Chile) S.A.	3.418	-	(89)	-	-	-	3.329
Petropower Energía Ltda.	11.555	-	-	-	-	32	11.587
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	11.897	-	1.682	(1.633)	(649)	(1)	11.296
Totales	126.922	20.000	6.217	(4.213)	(660)	23	148.289

Al 31 de diciembre de 2014

Sociedades	Saldo inicial	Adiciones	Participación en resultado	Dividendos	Diferencia conversión	Otros Incremento (Decremento)	Saldo final
	01.01.2014		MUS\$		MUS\$	MUS\$	MUS\$
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Biocomsa S.A.	-	-	88	-	(12)	(75)	1
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	322	-	(2)	-	(44)	-	276
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	2.411	-	(979)	-	-	-	1.432
Forenergy S.A.	191	-	-	-	-	(26)	165
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	1	-	3.888	-	-	(1.355)	2.534
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	9.160	-	552	(1.596)	-	-	8.116
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltda.	1	-	-	-	-	-	1
Geotérmica del Norte S.A.	50.133	-	(417)	-	-	-	49.716
GNL Chile S.A.	1.065	-	1.929	-	-	-	2.994
GNL Quintero S.A.	9.128	-	6.216	(13.915)	-	23.598	25.027
Golfo Guayaquil Petroenap							
Compañía de Economía Mixta	10	-	-	-	-	-	10
Innergy Holding S.A.	2.164	-	2.045	-	-	344	4.553
Norgas S.A.	3.230	-	(150)	(162)	(423)	(69)	2.426
Oleoducto Trasadino (Argentina) S.A.	2.701	-	(52)	-	-	-	2.649
Oleoducto Trasadino (Chile) S.A.	3.763	-	308	(653)	-	-	3.418
Petropower Energía Ltda.	17.351	-	1.710	(3.822)	-	(3.684)	11.555
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	15.245	-	3.549	(3.327)	(2.126)	(1.444)	11.897
Totales	117.028	-	18.685	(23.475)	(2.605)	17.289	126.922

c) Información adicional de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

Valor Razonable

Ninguna de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación tiene precios de cotización públicos por lo que no se revela su valor razonable.

Participaciones menores al 20% en Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. y Petropower Energía Ltda.

El Grupo ENAP ejerce influencia significativa en Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. a pesar de tener una participación porcentual menor al 20%, debido a la existencia de transacciones de importancia relativa entre el inversor y la participada, además de participar en las decisiones comerciales y financieras. Igual situación se presenta en Petropower Energía Ltda. que siendo la participación menor al 20%, el Grupo ENAP posee influencia significativa sobre esta inversión, dado los contratos y acuerdos comerciales existentes.

Inversiones en MUS\$ 1

La participación en Biocomsa S.A. se presenta a MUS\$ 1 ya que a la fecha de cierre mantienen déficit de patrimonio.

Cambios y/o modificación de la participación en asociadas

- En el periodo terminado al 30 de junio de 2015, se han realizado los siguientes aportes de capital:

En Geotérmica del Norte S.A. durante el mes de marzo de 2015 se realizaron aportes de capital por un total de MUS\$20.000, correspondiente a 8.933.986.623 acciones, manteniendo la participación accionaria.

- En el ejercicio 2014 no se realizaron cambios o modificaciones en las participaciones.

d) Detalle de información financiera

El resumen de los estados financieros de las sociedades coligadas con influencia significativa es el siguiente:

Estado de situación financiera	30.06.2015	31.12.2014		30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$		MUS\$	MUS\$
Total activos corrientes	526.665	476.725	Total pasivos corrientes	324.984	299.621
Total activos no corrientes	1.571.484	1.561.512	Total pasivos no corrientes	1.204.104	1.215.877
			Patrimonio neto	569.061	522.739
Total activos	<u>2.098.149</u>	<u>2.038.237</u>	Total pasivos y patrimonio neto	<u>2.098.149</u>	<u>2.038.237</u>

Estado de resultados integrales	30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Total ingresos de actividades ordinarias y otros	759.110	918.048	400.308	498.011
Total costos de ventas, gastos y otros	(554.030)	(859.839)	(212.868)	(466.644)
Resultado del período	<u>205.080</u>	<u>58.209</u>	<u>187.440</u>	<u>31.367</u>

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los movimientos de los rubros de propiedades, planta y equipo al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Período Actual	Terrenos	Edificios	Planta y Equipos	Instalaciones	Construcción en curso	Inversión en E&P	Otros	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	230.342	11.682	1.202.212	50.317	143.561	944.094	170.958	2.753.166
Adiciones	-	-	16.781	20	63.061	183.920	4.126	267.908
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(32.182)	-	(32.182)
Castigos y deterioros	-	-	(482)	-	(520)	-	-	(1.002)
Gasto por depreciación	-	(630)	(96.858)	(2.908)	-	(95.935)	(6.015)	(202.346)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(2.650)	-	(2.650)
Transferencias	-	-	3.902	-	(6.392)	(231)	2.721	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-	-	-	2	-	2
Cambios, total	-	(630)	(76.657)	(2.888)	56.149	52.924	832	29.730
Saldo final al 30 de junio de 2015	<u>230.342</u>	<u>11.052</u>	<u>1.125.555</u>	<u>47.429</u>	<u>199.710</u>	<u>997.018</u>	<u>171.790</u>	<u>2.782.896</u>
Año Anterior	Terrenos	Edificios	Planta y Equipos	Instalaciones	Construcción en curso	Inversión en E&P	Otros	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	230.342	13.032	1.291.790	50.200	117.997	750.112	183.781	2.637.254
Adiciones	-	59	33.722	1.763	64.603	399.823	25.294	525.264
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(13.072)	-	(13.072)
Castigos y deterioros	-	-	(315)	-	(222)	-	(148)	(685)
Gasto por depreciación	-	(1.409)	(185.388)	(5.600)	-	(168.490)	(11.677)	(372.564)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(7.107)	-	(7.107)
Transferencias	-	-	62.403	3.954	(38.817)	(3.815)	(23.725)	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-	-	-	(13.357)	(2.567)	(15.924)
Cambios, total	-	(1.350)	(89.578)	117	25.564	193.982	(12.823)	115.912
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	<u>230.342</u>	<u>11.682</u>	<u>1.202.212</u>	<u>50.317</u>	<u>143.561</u>	<u>944.094</u>	<u>170.958</u>	<u>2.753.166</u>

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	68.144	68.144
Planta y equipos	2.911.576	2.891.375
Instalaciones	113.786	113.766
Construcción en curso	199.710	143.561
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	4.070.167	3.921.230
Otros	283.667	276.898
Totales	<u>7.877.392</u>	<u>7.645.316</u>

Propiedades, Planta y Equipo, Depreciación Acumulada	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Edificios	57.092	56.462
Planta y equipos	1.786.021	1.689.163
Instalaciones	66.357	63.449
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	3.073.149	2.977.137
Otros	111.877	105.939
Totales	5.094.496	4.892.150

Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	11.052	11.682
Planta y equipos	1.125.555	1.202.212
Instalaciones	47.429	50.317
Construcción en curso	199.710	143.561
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	997.018	944.093
Otros	171.790	170.959
Totales	2.782.896	2.753.166

No existen bienes correspondientes al activo fijo entregados en garantía, ya sea hipotecas o prendas.

Información adicional

a) Construcción en curso: Las construcciones en curso al 30 de junio de 2015 corresponden principalmente a obras de adecuación de planta para refinación de crudos pesados en refinería Biobío, paro de Plantas en Refinerías de Aconcagua y Biobío, además de mantención de estanques y ductos.

b) Activos en leasing: En el rubro Otros de Propiedades, Planta y Equipo se incluyen los siguientes activos adquiridos bajo la modalidad de leasing financiero:

Oficinas corporativas adquiridas mediante un contrato de leasing con opción de compra con el Banco Santander (Chile), el valor neto asciende a MUS\$ 13.258 al 30 de junio de 2015 y MUS\$ 13.418 al 31 de diciembre de 2014. Este contrato tiene vencimientos mensuales y finaliza en agosto de 2018.

c) Costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación: El Grupo ENAP como parte de sus costos de activo fijo mantiene activado gastos de desmantelamiento de plataformas y campos petroleros, por un monto neto al 30 de junio de 2015 y al 31 de diciembre de 2014 de MUS\$ 27.041.

d) Capitalización de intereses: El Grupo ENAP durante el periodo a junio 2015 y 2014 no ha activado intereses.

e) Seguros: El Grupo ENAP tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de propiedad, planta y equipo, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos. Adicionalmente, está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización.

f) Costo por depreciación : El cargo a resultados por concepto de depreciación del período incluido en los costos de explotación, distribución y gastos de administración es el siguiente:

	30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
En costos de venta	195.051	187.919	98.650	95.504
En costos de distribución	6.500	2.080	3.219	763
En gastos de administración	795	749	434	591
Totales	202.346	190.748	102.303	96.858

Inversiones en exploración y producción

El detalle de las inversiones en exploración y producción a través de la filial Enap Sipetrol S.A., al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Operaciones Conjuntos	Porcentaje de participación		Inversión neta antes de deterioro operaciones conjuntos		Menos: pérdidas por deterioro		Inversión neta operaciones conjuntos	
	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación								
Área Magallanes (*)	50,00	50,00	177.892	186.027	-	-	177.892	186.027
Campamento Central Cañadón Perdido (*)	50,00	50,00	97.023	93.487	-	-	97.023	93.487
Cam 2A Sur (*)	50,00	50,00	104	106	-	-	104	106
East Rast Qattara (*)	50,50	50,50	27.172	30.283	-	-	27.172	30.283
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (*)	33,33	33,33	-	-	-	-	-	-
La Invernada (*)	50,00	50,00	-	-	-	-	-	-
Bloque 2 - Rommana (*)	40,00	40,00	8.668	8.668	8.447	8.447	221	221
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman (*)	30,00	30,00	-	-	-	-	-	-
Bloque Mehr (*)	33,00	33,00	27.262	27.262	27.262	27.262	-	-
Totales			338.121	345.833	35.709	35.709	302.412	310.124
Otros Negocios								
			30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014
			MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Pampa el Castillo (*)			75.168	98.667	-	-	75.168	98.667
Paraíso, Biguno, Huachito (*)			35.009	36.799	-	-	35.009	36.799
Mauro Dávalos Cordero (*)			67.147	73.936	-	-	67.147	73.936
Intracampos (*)			25.941	16.840	-	-	25.941	16.840
Totales			203.265	226.242	-	-	203.265	226.242

Adicionalmente existen MUS\$ 491.341 al 30 de junio de 2015 y MUS\$ 407.718 al 31 de diciembre de 2014, por concepto de inversiones netas en exploración y producción realizada por ENAP en la región de Magallanes y que comprenden los sectores geográficos denominados Costa Afuera, Continente e Isla.

(*) La explicación y estado de cada uno de los proyectos se encuentra en Nota 17 y 18.

16. PÉRDIDAS POR DETERIORO Y PROVISIONES

i) Deterioro Activos

Al 30 de junio de 2015 y durante el ejercicio 2014 la Empresa no ha reconocido deterioro de activos.

ii) Provisión Bloque Mehr

En el rubro Inversiones en Exploración y Producción se presenta un decremento relacionado con el bloque Mehr. OMV como operador del bloque Mehr, en representación del consorcio conformado con Repsol y Enap Sipetrol S.A. a través de su filial Sipetrol Internacional S.A., entregó con fecha 24 de enero de 2009, una carta dirigida al Director de Exploración de National Iranian Oil Company (NIOC), informando que se ha tomado la decisión unánime de no continuar con las negociaciones relativas al desarrollo del yacimiento Band-e-Karkheh. Esta decisión se debe a que no ha sido posible establecer un acuerdo con NIOC respecto al Plan de Desarrollo necesario para la explotación de este descubrimiento realizado por el consorcio.

Considerando que se ha dado cumplimiento a las obligaciones contractuales, se comunicó a NIOC la activación de la cláusula que da derecho a recuperar los gastos de exploración y a la tarifa de servicio (Remuneration Fee), conforme a los términos establecidos en el Contrato de Servicios de Exploración suscrito entre el consorcio y NIOC.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, y tomando en cuenta el juicio y estimaciones de la administración, la filial Sipetrol Internacional S.A., constituyó en diciembre del 2008 una provisión por el valor de la inversión neta que asciende a MUS\$ 27.262, la cual se presenta neta con el monto de la inversión.

Con fecha 21 de octubre de 2010, la NIOC informa al operador del bloque (OMV), la aceptación de los gastos exploratorios incurridos por el Consorcio.

Actualmente el Consorcio se encuentra gestionando ante la NIOC la devolución de los gastos exploratorios invertidos, así como el pago de una tarifa por los servicios de exploración.

iii) Abandono de pozos secos exploratorios sin reservas comercialmente explotables

En el rubro Inversiones en Exploración y Producción de propiedades, planta y equipo se presentan las disminuciones por abandono de pozos secos exploratorios sin reservas comercialmente explotables, según el siguiente detalle:

	30.06.2015	30.06.2014
	MUS\$	MUS\$
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	32.182	17.608
Totales	<u>32.182</u>	<u>17.608</u>

Las partidas señaladas se incluyen en el estado de resultados en el rubro “Otros gastos por función”.

17. PARTICIPACIONES EN OPERACIONES CONJUNTOS

A continuación se detallan las principales operaciones de explotación y exploración, controladas conjuntamente a través de las cuales se obtienen ingresos e incurren en gastos.

a) Explotación

(a) Área Magallanes

Con fecha 4 de enero de 1991, Sociedad Internacional Petrolera S.A. (luego de varias transformaciones, hoy Enap Sipetrol Argentina S.A.) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (luego de varias transformaciones, hoy YPF S.A.) celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Área Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina.

Enap Sipetrol Argentina S.A. como operador de esta concesión, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área.

Con fecha 17 de noviembre de 2014, la Empresa, representada por su Gerente General y el presidente y CEO de YPF, firmaron un acuerdo para extender la Unión Transitoria de Empresas (UTE), que ambas compañías comparten en partes iguales en el Área Magallanes, en el sur de Argentina. Este acuerdo, permite extender el plazo de amortización de las reservas probadas.

(b) Campamento Central - Cañadón Perdido

En diciembre de 2000, Enap Sipetrol S.A. (luego Enap Sipetrol Argentina S.A.) firmó con YPF S.A. un acuerdo a través del cual este último cede y transfiere a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 50% de la concesión que YPF S.A. es titular para la explotación de hidrocarburos sobre las áreas denominadas Campamento Central - Cañadón Perdido, en la provincia de Chubut - República de Argentina, que se rige por la Ley N° 24.145 y sus normas complementarias y reglamentarias, siendo YPF S.A. quien realiza las labores de operador de esta concesión.

Con fecha 17 de noviembre de 2014, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. firmaron un acuerdo de prórroga hasta el año 2042.

(c) Cam 2A Sur

En decisión administrativa N° 14 del 29 de enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Enap Sipetrol Argentina S.A. el Permiso de Exploración sobre el Área “Cuenca Austral Marina 2/A SUR” (CAM 2/A SUR). Con fecha 7 de octubre de 2002, Enap Sipetrol Argentina S.A. (Operador) e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), ubicada en la Provincia de Tierra del Fuego.

La concesión de explotación tiene un plazo de 25 años (vencimiento 2028), el cual puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años.

(d) East Rast Qattara

En el marco del proceso de licitación para el año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) para presentar ofertas para diversos bloques en el Western Desert, la filial Sipetrol International S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el Bloque East Ras Qattara.

El contrato se firmó el 30 de marzo de 2004 ante el Ministerio de petróleo egipcio, con una participación de Sipetrol International S.A., sucursal Egipto, del 50,5% (Operador) y de Oil Search Ltd., 49,5%.

En Diciembre de 2007, se dio inicio a la etapa de explotación y en Agosto de 2008 la empresa Australiana Oil Search Limited materializó la venta de la totalidad de su participación a Kuwait Energy Company.

b) Exploración

(a) E2 (Ex CAM 3 y CAM 1)

El Área CAM-1 (Cuenca Austral Marina 1) fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A., por la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quien aceptó la oferta realizada por las empresas durante el Concurso Público Internacional convocado para esta licitación.

El área se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde actualmente Enap Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos.

Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF conformaron una Unión Transitoria de Empresas (UTE), destinada a realizar exploraciones de hidrocarburos en esta área y proceder a su explotación comercial en caso que las exploraciones fueran exitosas.

Durante el mes de octubre de 2005 la Sociedad recibió una comunicación de la Secretaría de Energía, mediante la cual informa a Enap Sipetrol Argentina S.A. que el área de explotación CAM-1 sería registrada a nombre de ENARSA (empresa propiedad del Estado Nacional). Esto último sustentado en el hecho que el área había sido adjudicada a Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. durante el año 2003 por la Secretaría de Energía, pero que se encontraba pendiente la decisión administrativa del Poder Ejecutivo Nacional que la aprobará.

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre ENARSA, Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. mediante el cual las partes acordaron suscribir un contrato de UTE, cuya participación de cada uno es de un 33,33%. ENARSA, como titular del área CAM 1 (en adelante E2), aporta este bloque y Enap Sipetrol Argentina S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3. Formalmente Enap Sipetrol y Repsol YPF revirtieron el bloque CAM 3 a la Secretaría de Energía para su posterior adjudicación por parte de ésta al nuevo consorcio.

En el marco del convenio celebrado entre ENARSA, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. para la exploración, desarrollo y eventual explotación conjunta de la nueva área E2, la Secretaría de Energía aceptó transferir a ENARSA el área CAM-3, la cual junto con la ex área CAM-1 integra la mencionada área E2, objeto del convenio. Asimismo, la Secretaría de Energía aceptó compensar las inversiones pendientes comprometidas en el área CAM-3 con el compromiso de perforar un segundo pozo de exploración dentro de la nueva área E2.

Las partes suscribieron con fecha 31 de marzo de 2008, el Contrato de Unión Transitoria de Empresas para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Área E2, a fin de regular los derechos y obligaciones entre Enap Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y Energía Argentina S.A. (ENARSA) en su calidad de socios y coparticipes en la exploración y explotación del área E2. Dicho contrato de Unión Transitoria de Empresas fue inscrito con fecha 17 de abril de 2008 ante la Inspección General de Justicia bajo el N°63, Libro 2 de Contratos de Colaboración de Empresas. El permiso de exploración finaliza su tercer período en el 2018, que puede ser extendido por un plazo adicional de 5 años.

(b) Bloque Mehr - Iran

En el año 2001, Enap Sipetrol S.A., a través de su filial Sipetrol International S.A., adquirió el 33% de participación en el Contrato de Servicios de Exploración del Bloque Mehr ubicado en Irán, en sociedad con las empresas Repsol YPF y OMV, siendo esta última su operadora.

Con fecha 30 de junio de 2007, la National Iranian Oil Company (NIOC) declaró la comercialidad de un descubrimiento efectuado en el Bloque denominado Band-e-Karkheh, lo que dio inicio a la negociación del plan de desarrollo y contrato respectivo. En diciembre de 2008, al no ser económicamente viable para las empresas los

términos y condiciones del plan de desarrollo negociadas con la NIOC, se decidió unánimemente no continuar con la etapa de desarrollo del descubrimiento pero reservándose el derecho a exigir reembolso de los gastos incurridos en la etapa de exploración más una tarifa por los servicios, conforme lo establece el contrato de servicios de exploración.

Tal como se señala en Nota 16. ii), la inversión en Bloque Mehr se mantiene con una provisión de un 100%.

A continuación se detallan los activos y pasivos de cada uno de las operaciones conjuntas:

Operaciones conjuntas	Activos corrientes en operaciones conjuntas		Activos no corrientes en operaciones conjuntas		Pasivos corrientes en operaciones conjuntas		Pasivos no corrientes en operaciones conjuntas	
	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación								
Área Magallanes (a)	30.948	32.204	181.258	189.369	33.417	47.838	117.474	105.649
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	15.486	19.036	99.630	96.542	39.304	34.776	(2.567)	27.049
Cam 2A Sur (c)	204	138	248	241	1.923	1.921	9.447	8.581
East Rast Qattara (d)	36.716	42.983	25.816	28.834	6.244	6.873	-	-
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	35	29	8	9	368	558	59	31
Bloque 2 - Rommana	192	129	123	221	109	109	-	-
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	-	-	-	-	235	234	-	-
Bloque Mehr (b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	83.581	94.519	307.083	315.216	81.600	92.309	124.413	141.310

A continuación se detallan los ingresos ordinarios, costos de venta y resultados de cada uno de los operaciones conjuntas.

Operaciones conjuntas	Ingresos ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	30.06.2015	30.06.2014	30.06.2015	30.06.2014	30.06.2015	30.06.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación						
Área Magallanes (a)	61.296	55.525	44.468	36.425	7.590	9.702
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	33.644	48.906	30.467	37.187	2.388	3.768
Cam 2A Sur (c)	-	(34)	1.310	1.045	(1.090)	(482)
East Rast Qattara (d)	45.300	66.154	14.903	13.977	28.080	49.165
b. Exploración						
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	-	-	(31)	138	23	(68)
Bloque 2 - Rommana	-	-	-	(1)	(35)	(5)
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	-	-	-	-	-	-
Bloque Mehr (b)	-	-	-	-	-	-
Totales	140.240	170.551	91.117	88.771	36.956	62.080

c) Acuerdos de operación conjunta de ENAP en Chile:

Bloque Dorado Riquelme:

Con fecha 26 de agosto de 2009, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado “Bloque Dorado Riquelme”, suscrito entre el Estado de Chile, Methanex Chile S.A. y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Asimismo, en mayo del mismo año entró en vigencia el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque Dorado Riquelme, con una participación del 50% para Methanex Chile S.A. y un 50% para ENAP siendo este último el Operador.

Durante los meses de enero y febrero de 2014 se realizó el fracturamiento hidráulico para los pozos Dorado ZG-1 y Palenque Oeste ZG-1 y el pozo Dorado Sur 12. Entre los meses de marzo y junio del año 2014 se realizan pruebas de producción de los pozos Dorado ZG-1, Palenque Oeste ZG-1 y el pozo Dorado Sur 12. En el mes de junio se perforó el pozo Dorado 5, resultando productor de gas. No se ha fracturado el pozo Palenque Norte 12 por problemas mecánicos en el pozo. Se continúa con prueba de pozos Dorado ZG-1, Palenque Oeste ZG-1, Dorado Sur 12 y Dorado 5.

En comité de coordinación realizado el día 23 de julio, se decidió no continuar con la Fase de Exploración, continuando sólo con la Fase de Explotación del bloque.

Al 30 de junio de 2015, la inversión neta acumulada en el Bloque Dorado Riquelme alcanzó los US\$ 233,6 millones y producción acumulada de 801,2 millones de metros cúbicos de gas.

Bloque Lenga

Con fecha 28 de julio de 2008, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos denominado “Bloque Lenga”, suscrito entre el Estado de Chile, Apache Chile Energía SpA y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Posteriormente, con fecha 15 de junio de 2009 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque Lenga, con una participación del 50% para ENAP y un 50% para Apache Chile Energía SpA, siendo este último designado operador del Bloque. A fines del segundo semestre de 2011, Apache Chile Energía SpA, determinó transferir su interés de participación en el CEOP Bloque Lenga a Methanex, y la transferencia del rol de Operador en el CEOP del Bloque Lenga, por parte de Apache Chile Energía SpA a ENAP, fueron aprobados por el Ministerio de Energía y por la Contraloría General de la República de Chile.

El 31 de enero de 2014 se recibió carta de METHANEX en que comunica la decisión de retirarse del JOA, se elabora Minuta para solicitar autorización al Comité de Negocios y Recursos para comunicar a Methanex y al Ministerio de Energía el retiro de ENAP del CEOP Bloque Lenga bajo los términos dispuestos en el Artículo 13 del JOA. El día 24 de noviembre de 2014 se envió carta al Sr Ministro de Energía comunicando la decisión del contratista de terminar el contrato con el Estado y devolver el área de explotación.

El 08 de enero de 2015, el Ministerio de Energía envió carta 13-2015 en que acepta la decisión del contratista de devolver las áreas de explotación de yacimiento del CEOP Bloque Lenga, dando así término a ese contrato, solicitando además el programa de cierre de faenas petroleras del Bloque.

Bloque Coirón

Con fecha 28 de julio de 2008, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado “Bloque Coirón” suscrito entre el Estado de Chile en calidad de mandante, y la contratista conformada por Pan American Energy Chile Limitada (PAE) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Posteriormente, con fecha 10 de noviembre de 2008 PAE y ENAP suscribieron el Joint Operating Agreement (JOA) para la operación del Bloque, ambas con 50% de participación, instrumento mediante el cual PAE fue designada Operador del Bloque Coirón.

El CEOP Bloque Coirón comprende un plazo máximo de 35 años, contados a partir de la fecha de su entrada en vigencia, y consta de una Etapa Exploratoria de tres períodos exploratorios de 36, 24 y 24 meses, y de una Etapa de Explotación. El primer período exploratorio finalizó con fecha 28 de Julio de 2012. A su término, PAE y ENAP comunicaron al Ministerio de Energía su decisión de no pasar al segundo período exploratorio y de devolver al Estado de Chile la parte del área del Bloque Coirón prevista en el CEOP, manteniendo sólo las áreas de explotación. Consecuentemente, a partir del 28 de Julio de 2012, las actividades en el CEOP Bloque Coirón han correspondido exclusivamente a actividades de desarrollo-explotación.

En diciembre de 2014, a solicitud del Ministerio de Energía, PAE y ENAP prepararon un Informe Técnico de respaldo de la extensión de las áreas de yacimiento en el Bloque Coirón, el cual fue la base para el análisis de este tema efectuado en reunión del Ministerio de Energía con el Contratista PAE-ENAP (15.12.2014). En este contexto, PAE – ENAP deberán presentar al Ministerio de Energía, en reunión programada para mediados de Abril 2015, un Plan de Desarrollo que sustente mantener dichas áreas, junto con los fundamentos técnicos y económicos respecto de la viabilidad de dicho plan.

La Inversión en Desarrollo de Proyectos de Explotación efectuada por ENAP, al 30 de junio de 2015, es de US\$ 31,2 millones.

Bloque Caupolicán

Con fecha 28 de abril de 2009 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado “Bloque Caupolicán”, suscrito entre el Estado de Chile, PetroMagallanes Operaciones Limitada (Operador) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). En el mes de marzo de 2012, se formalizó ante el Ministerio de Energía la incorporación al CEOP de la empresa Methanex Chile S.A. con un 20% de participación.

Durante 2014 se han realizado las siguientes operaciones del compromiso con el Estado: a) Perforación del pozo Rio del Oro SurOeste-1 con una profundidad de 3293 m, encontrándose en la actualidad en la fase de evaluación de productividad; b) Se realizó 187 km² de sísmica 3D en sector de China Creek y a la fecha se realiza la etapa de Procesamiento e Interpretación de ésta; c) Se terminaron las obras de construcción de la locación para el pozo Caupolicán 2 a perforarse durante los primeros meses de 2015; d) Se dan inicio a las tareas de Topografía en el sector de Clarencia para complementar la sísmica 3D comprometida en el WP&B mínimo con el Estado.

A la fecha la inversión de ENAP para este 2° periodo exploratorio es de US\$8,3 millones, correspondiente al 36% de la inversión total del JV. Para el primer periodo exploratorio, el aporte de ENAP suma un total de US\$11,5 millones.

Bloque Flamenco

Con fecha 7 de noviembre de 2012 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Flamenco, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), ambas con una participación del 50%. Posteriormente, con fecha 3 de diciembre de 2012 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque.

Durante el 2014 se perforaron 6 pozos exploratorios: Tenca x-1, Tagua x-1, Kaum x-1, Chirihue x-1, Cupanaca x-1, Kosphy x-1, en los cuales también se realizó la Terminación de Producción y actualmente se encuentran en proceso de evaluación. Además, se pusieron en producción definitiva los pozos Chercán X-1 (gas), Omeling X-1 (petróleo) y Tenca X-1. También durante este periodo se perforaron los pozos de desarrollo Chercán 2 y Tenca 3, realizando la terminación del primero y quedando pendiente a futuro el segundo.

Además se efectuó el WO de Flamenco 28 y la reintervención del pozo existente Bandurria 12.

La inversión de ENAP en esta fase es de US\$ 9,4 millones. En la actualidad el Operador está revisando el plan de trabajo a desarrollar para los próximos meses.

Bloque Isla Norte

Con fecha 7 de noviembre de 2012 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Isla Norte, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) con una participación del 60% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 40%. Posteriormente, con fecha 3 de diciembre de 2012 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque.

La inversión de ENAP en esta fase es de US\$ 0,8 millones. En la actualidad el Operador está revisando el plan de trabajo a desarrollar para los próximos meses.

Bloque Campanario

Con fecha 9 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Isla Norte, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) con una participación del 50% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%.

La inversión de ENAP en esta fase es de US\$ 2,9 millones. En la actualidad el Operador está revisando el plan de trabajo a desarrollar para los próximos meses.

Bloque San Sebastián

Con fecha 4 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque San Sebastián, suscrito por el Estado de Chile, YPF Tierra del Fuego (Operador) con una participación del 40%, Wintershall con una participación del 10% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%. El Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque, se encuentra en trámite de firma.

Durante el último trimestre de 2014 se realizaron las gestiones para la contratación del servicio de perforación y sus servicios complementarios, previéndose el inicio de la perforación para la primera quincena de enero de 2015. Durante el primer trimestre del 2015 se perforaron dos pozos exploratorios en el bloque. El Cisne Sur X-1 de 2.330 m. y el Gaviota Sur X-1 con una profundidad de 2.356 m.

En este CEOP, el socio soporta el 100% de la inversión en el primer periodo de exploración.

Bloque Marazzi – Lago Mercedes

Con fecha 7 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque San Sebastián, suscrito por el Estado de Chile, YPF Tierra del Fuego (Operador) con una participación del 50% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%. El Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque, se encuentra en trámite de firma.

Durante el 2014 se trabajó en el procesamiento de la sísmica en centro de proceso CDP de YPF en Buenos Aires, identificando el prospecto a perforar en el bloque Loica X-1.

Actualmente se trabaja en la construcción de la locación del pozo exploratorio Loica X-1, de 3.650 m con objetivo la formación Springhill, a perforarse durante los meses de Abril y Mayo.

En este CEOP, el socio soporta el 100% de la inversión en el primer periodo de exploración.

18. OTROS NEGOCIOS

A continuación se detallan las principales operaciones para las actividades de explotación.

a) Pampa del Castillo - La Guitarra

Con fecha 25 de septiembre de 2001, Pecom Energía S.A. cedió a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 100% de los derechos de la concesión de explotación del área hidrocarburífera denominada Pampa del Castillo - La Guitarra, localizada en la provincia de Chubut, Argentina. Con fecha 15 de Mayo de 2015 se firmó la extensión de la Concesión por otros 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, y con una opción adicional de prórroga por 20 años más.

b) Paraíso, Biguno, Huachito y Mauro Dávalos Cordero e Intracampos

Con fecha 7 de octubre de 2002, se firmó un contrato de prestación de servicios con la Empresa de Petróleos del Ecuador - PETROECUADOR y su filial la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador - Petroproducción, para explotar y desarrollar los campos Paraíso, Biguno, Huachito (PBH) y Mauro Dávalos Cordero (MDC), ubicados en la cuenca oriente del Ecuador. Por medio de este contrato de Servicios Específicos, la Sociedad se comprometió a realizar las inversiones para el desarrollo de los campos por un valor estimado de MUS\$ 90.000, que consideraban la perforación de 16 pozos (9 en PBH y 7 en MDC), la construcción de una estación de producción en MDC, adecuación de facilidades y un campamento. A la vez, adquirió el derecho de explotación y operación, asumiendo el 100% de los costos de operación y administración de los campos.

Con fecha 8 de agosto de 2006, se suscribió un contrato modificatorio al contrato del campo MDC, celebrado con PETROECUADOR, mediante el cual SIPEC se comprometió a ampliar el programa de inversiones que contempla la perforación de 7 pozos y ampliar las instalaciones de producción. Con estos nuevos pozos se certificarán reservas adicionales que permitirán incrementar las reservas actuales de 31,6 a 57,0 millones de barriles de petróleo crudo.

Los referidos contratos establecieron que Enap Sipetrol S.A. podía explotar un máximo de 57 millones de barriles en MDC y 20.1 millones de barriles en PBH.

Con fecha 27 de julio de 2010 se promulgó en Ecuador, la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, en la que en su Disposición Transitoria Primera se establece que los contratos existentes, incluidos MDC y PBH deben modificarse y adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, contemplado en el Art. 16 de la Ley de Hidrocarburos en un plazo de 180 días.

Siguiendo lo dispuesto en la Disposición Transitoria Primera, antes citada, Enap Sipetrol S.A. inició un proceso de renegociación de los contratos de MDC y PBH que culminó el 23 de Noviembre de 2010 con la suscripción de 2 Contratos Modificatorios a los Contratos de Prestación de Servicio para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en los Bloques Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos (PBHI) de la Región Amazónica Ecuatoriana.

De conformidad con las disposiciones legales vigentes, dichos Contratos Modificatorios fueron inscritos en la Secretaría de Hidrocarburos con fecha 15 de diciembre de 2010 y la fecha en que dicha modificación contractual entró en vigencia es el 1 de enero de 2011. Por consiguiente los términos contractuales de los contratos suscritos el 7 de

octubre de 2002 tiene vigencia hasta el 2010 y los términos contractuales de los Contratos Modificatorios rigen a partir del 1 de enero de 2011, con una vigencia de 15 años.

Con fecha abril de 2015 la Empresa firmó dos contratos con Gobierno del Ecuador, el primer contrato corresponde a una extensión de la vigencia del Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBHI) hasta el año 2034, otorgada por el gobierno ecuatoriano. Y el segundo contrato, suscrito en la forma de Consorcio, conformado por ENAP SIPEC, la petrolera estatal ecuatoriana Petroamazonas y Belorusneft, otorga el derecho a ENAP SIPEC a realizar como operador, actividades exploratorias de manera secuencial, es decir, a ir comprometiéndose más inversiones en función de los resultados que se vayan obteniendo.

c) Bloque 3 Jambelí

Con fecha 3 de octubre de 2011, Enap Sipetrol S.A. (sucursal Ecuador) y la Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador, suscribieron un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo-crudo) en el “Bloque 3 Jambelí”, ubicado en el Golfo de Guayaquil.

Durante el 2012 en el Bloque 3J se cumplieron los compromisos contractuales de reprocesamiento de sísmica existente, así como de permisología en preparación para la adquisición de sísmica 2D offshore.

El 8 de mayo de 2013 inició la adquisición sísmica 2D off-shore con empresa rusa Sevmorgeo. El 31 de mayo concluyó primera etapa de adquisición sísmica (avance del 35%; 130.5Km). Durante la segunda semana de diciembre concluyó el programa de adquisición sísmica 2D (518 km vs 500 km programados) y con ello se dio cumplimiento al compromiso mínimo contractual de inversiones y actividades.

En los meses de julio y agosto del 2014 se realizó con la compañía Lumina Geophysical un reprocesamiento de los 518 Km adquiridos en la campaña 2013 cuya interpretación permitió determinar que existen condiciones favorables para la presencia de trampas en el área costa afuera del bloque acotados a dos áreas prospectivas.

Entre octubre y diciembre del 2014 la empresa franco americana Stat Marine elaboró un estudio conceptual para el desarrollo de escenarios de producción en los prospectos definidos. Con esta información y la interpretación actualizada de reservas se realizó una actualización al modelo económico del Bloque. Con los resultados de la nueva evaluación se definirá la estrategia a seguir ya que el período exploratorio del B-3J concluye en octubre del 2015.

Proyectos	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente	
	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Pampa el Castillo (a)	19.563	28.553	79.673	103.929	26.820	46.643	36.720	25.626
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	4.850	3.736	25.823	25.677	2.686	3.128	202	213
Mauro Dávalos Cordero (b)	21.042	16.212	112.053	111.412	11.658	13.576	882	924
Bloque 3 Jambelí	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	<u>45.455</u>	<u>48.501</u>	<u>217.549</u>	<u>241.018</u>	<u>41.164</u>	<u>63.347</u>	<u>37.804</u>	<u>26.763</u>

Proyectos	Ingresos ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	30.06.2015	30.06.2014	30.06.2015	30.06.2014	30.06.2015	30.06.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Pampa el Castillo (a)	46.681	44.870	65.704	44.426	(16.201)	(2.931)
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	17.887	4.274	10.922	2.957	5.111	4.159
Mauro Dávalos Cordero (b)	29.235	15.965	19.034	8.881	6.134	4.419
Bloque 3 Jambelí	-	-	-	-	(114)	(247)
Totales	<u>93.803</u>	<u>65.109</u>	<u>95.660</u>	<u>56.264</u>	<u>(5.070)</u>	<u>5.400</u>

19. PROPIEDADES DE INVERSIÓN

El movimiento de los activos clasificados como propiedades de inversión al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial, neto	7.642	7.732
Gasto por depreciación	(45)	(90)
Saldo final	<u>7.597</u>	<u>7.642</u>

Las propiedades de inversión corresponden principalmente a terrenos y bienes inmuebles que serán destinados a su explotación en régimen de arriendo operativo. La Empresa ha elegido el método del costo para medir sus propiedades de inversión después del reconocimiento inicial. El método de depreciación utilizado es lineal y el período de vida útil asignado a estos bienes fluctúa entre 10 y 20 años.

20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El detalle de los otros pasivos financieros al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Al 30 de junio de 2015

Rubro	Mantenidos para negociar	A valor razonable con cambio en resultado	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	436.904	41.513
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	-	555.556	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	25.996	-
Total pasivos financieros corrientes	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.018.456</u>	<u>41.513</u>
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	-	3.243.525	79.916
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	-	3.915	-
Total pasivos financieros no corriente	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3.247.440</u>	<u>79.916</u>

Al 31 de diciembre de 2014

Rubro	Mantenidos para negociar	A valor razonable con cambio en resultado	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	446.318	12.923
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	-	730.005	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	46.167	-
Total pasivos financieros corrientes	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.222.490</u>	<u>12.923</u>
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	-	3.287.259	84.989
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	-	5.442	-
Total pasivos financieros no corriente	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3.292.701</u>	<u>84.989</u>

a) Derivados de cobertura

El Grupo ENAP, siguiendo la política de gestión de riesgos financieros descrita en la Nota 4, realiza contrataciones de derivados financieros para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés, monedas (tipo de cambio) y commodities (crudo y productos importados).

Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de las obligaciones financieras y corresponden a swaps de tasa de interés.

Los derivados de monedas se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto al peso (CLP) y Unidad de Fomento (U.F.), producto de inversiones u obligaciones existentes en monedas distintas al dólar. Estos instrumentos corresponden principalmente a Forwards y Cross Currency Swaps.

Los derivados de petróleo crudo están destinados a proteger la variación del precio de los embarques de petróleo crudo, desde el momento de su compra hasta el período de venta de los productos refinados a partir de dicho crudo.

El derivado de energía está destinado a limitar la exposición a la variabilidad del costo marginal de la energía utilizada en el proceso de refinación.

i) Presentación de activos y pasivos

El desglose de los activos y pasivos de cobertura, atendiendo a la naturaleza de las operaciones, es el siguiente:

Activos de cobertura	30.06.2015		31.12.2014	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujo de caja	6.801	-	828	-
Cobertura de diferencial WTI / BRENT				
Cobertura de flujo de caja	2.008	-	-	-
Cobertura de Brent - TSS				
Cobertura de flujo de caja	12.754	-	209.960	-
Totales	<u>21.563</u>	<u>-</u>	<u>210.788</u>	<u>-</u>
Pasivos de cobertura	30.06.2015		31.12.2014	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujo de caja	-	-	4.757	-
Cobertura de tasa de interés				
Cobertura de flujo de caja	15.774	79.916	7.210	84.989
Cobertura de energía eléctrica				
Cobertura de flujo de caja	25.739	-	-	-
Cobertura de diferencial WTI / BRENT				
Cobertura de flujo de caja	-	-	956	-
Totales	<u>41.513</u>	<u>79.916</u>	<u>12.923</u>	<u>84.989</u>

ii) Valor razonable de derivados de cobertura

El detalle de la cartera de instrumentos de cobertura de Grupo ENAP es el siguiente:

Detalle de instrumentos de cobertura	Descripción de instrumento de cobertura	Descripción de instrumentos contra los que se cubre	Valor razonable de instrumentos contra los que se cubre	
			30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Obligaciones por bonos	(74.801)	(68.747)
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Arrendamiento financiero	860	1.162
SWAP	Tasa de interés	Préstamos bancarios	(21.749)	(24.614)
SWAP	Contrato Energía Eléctrica	Costo de ventas	(25.739)	-
TSS	Petróleo crudo	Inventarios	12.754	209.960
SDI	Diferencial WTI - Brent	Inventarios	2.008	(956)
Forward	Tipo de cambio	Deudores comerciales	6.801	(3.929)
Totales			(99.866)	112.876

iii) Efecto en resultado de los derivados de coberturas

Los montos reconocidos en resultados y en resultados integrales al 30 de junio de 2015 y 2014, son los siguientes:

	30.06.2015 MUS\$	30.06.2014 MUS\$
(Cargo) Abono reconocidos en Otros resultados integrales durante el período	(11.828)	(6.493)
Abono (Cargo) a resultados durante el periodo	155.301	(24.537)

iv) Otros antecedentes sobre instrumentos financieros

A continuación se detallan los vencimientos de las coberturas

Al 30 de junio de 2015	Valor razonable MUS\$	Nocional						
		2015 MUS\$	2016 MUS\$	2017 MUS\$	2018 MUS\$	2019 MUS\$	2020 y siguientes MUS\$	Total MUS\$
Derivados financieros								
Cobertura de tipo de cambio								
Cobertura de flujo de caja	(67.140)	975.762	1.758	97.824	238.254	430.000	192.000	1.935.598
Cobertura de Energía Eléctrica								
Cobertura de flujo de caja	(25.739)			25.739				25.739
Cobertura de tasa de interés								
Cobertura de flujo de caja	(21.749)	19.561	38.190	38.112	40.045	41.363	44.005	221.276
Totales	(114.628)	995.323	39.948	161.675	278.299	471.363	236.005	2.182.613
			Valor razonable MUS\$	Miles de barriles MBbl				
Cobertura de WTI - Brent y TSS: Cobertura de flujo de caja			14.762	26.000				
Al 31 de diciembre de 2014								
Derivados financieros								
Cobertura de tipo de cambio								
Cobertura de flujo de caja	(71.514)	996.667	1.825	97.894	238.302	430.000	192.000	1.956.688
Cobertura de tasa de interés								
Cobertura de flujo de caja	(24.614)	38.550	38.190	38.112	40.045	41.363	44.005	240.265
Totales	(96.128)	1.035.217	40.015	136.006	278.347	471.363	236.005	2.196.953
			Valor razonable MUS\$	Miles de barriles MBbl				
Cobertura de WTI - Brent y TSS: Cobertura de flujo de caja (1)			209.004	25.140				

(1) Al 31 de diciembre de 2014, la administración procedió a reclasificar MUS\$ 194.595 del efecto devengado de los TSS desde Otras reservas a resultado del ejercicio, con el objeto de compensar con dicho valor el efecto negativo en resultados, por el mismo monto, del ajuste a los inventarios a su valor neto de realización.

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo ENAP, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

v) Jerarquías del valor razonable

El Grupo ENAP calcula el valor razonable de los derivados financieros usando parámetros de mercado, los cuales son ajustados al perfil de vencimiento de cada operación.

Las operaciones forward que cubren la exposición al tipo de cambio de las cuentas por cobrar provenientes de las ventas facturadas en pesos chilenos son valoradas utilizando como referencia las curvas forward peso-dólar disponible en el mercado.

Las operaciones cross currency swap que cubren la exposición a la fluctuación del dólar de los pasivos financieros denominados en UF son valoradas como el valor presente de los flujos futuros en UF (activo) y USD (pasivo). Para calcular dichos valores presentes se utilizan curvas de tasas UF y LIBOR de mercado, las cuales son ajustadas a las fechas relevantes de los flujos contemplados en cada operación.

Las operaciones interest rate swap que cubren la exposición a la fluctuación de la tasa LIBOR de los pasivos financieros que devengan tasa variable en base LIBOR son valoradas como el valor presente de los flujos futuros. Para calcular dichos valores presentes se utilizan las curvas de tasas LIBOR de mercado, las cuales son ajustadas a las fechas relevantes de los flujos contemplados en cada operación.

Las operaciones de opciones sobre ICE Brent que cubren la exposición a la variación del precio internacional de las importaciones de petróleo crudo del Grupo ENAP son valoradas utilizando herramientas de cálculo proveídas por plataformas de información financiera. Dichas herramientas recogen las curvas de futuros de los precios del ICE Brent en el mercado, ajustándolas al perfil de vencimiento de cada operación.

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican según las siguientes jerarquías:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Datos de entrada diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio); y

Nivel 3: Datos de entrada para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (datos de entrada no observables).

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Total	Clasificación de instrumentos financieros		
	30.06.2015 MUS\$	Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	21.563	-	21.563	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	121.429	-	121.429	-

b) Préstamos que devengan intereses

i) **Resumen de préstamos** - El resumen de los préstamos que devengan intereses al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
No garantizadas:				
Préstamos de entidades financieras	349.158	360.108	344.504	355.645
Obligaciones con el público	39.373	37.067	2.710.222	2.718.818
Arrendamiento financiero	1.991	2.033	3.971	5.161
Subtotales	<u>390.522</u>	<u>399.208</u>	<u>3.058.697</u>	<u>3.079.624</u>
Garantizadas:				
Préstamos de entidades financieras	46.382	47.110	184.828	207.635
Subtotales	<u>46.382</u>	<u>47.110</u>	<u>184.828</u>	<u>207.635</u>
Totales	<u>436.904</u>	<u>446.318</u>	<u>3.243.525</u>	<u>3.287.259</u>

ii) **Detalle de Préstamos que devenga intereses** - El desglose por moneda y vencimiento de los préstamos de entidades financieras (garantizados y no garantizados) que devengan intereses al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Al 30 de junio de 2015

Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	Hasta 3 meses MUS\$	Corriente		No Corriente			
						+ 3 meses hasta 1 año MUS\$	Total MUS\$	+ 1 año hasta 3 años MUS\$	+ 3 años hasta 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$
BNP - Paribas (1)	Semestral	3,75%	3,75%	410.000	17.588	17.239	34.827	74.066	105.243	-	179.309
BNP - Paribas (2)	Semestral	3,10%	3,10%	34.459	2.257	2.094	4.351	-	-	-	-
BNP - Paribas (2)	Semestral	6,04%	6,04%	13.917	855	868	1.723	-	-	-	-
BNP - Paribas (Cesce) (2)	Semestral	4,38%	4,38%	53.215	2.810	2.671	5.481	5.519	-	-	5.519
Banco Latinoamericano de Comercio Exterior S.A. (3)	Mensual	4,04%	4,04%	55.000	3.444	10.312	13.756	-	-	-	-
YPF S.A. (6)	Trimestral	8,00%	8,00%	100.000	900	6.000	6.900	86.000	-	-	86.000
Société Générale (4)	Semestral	1,98%	1,14%	100.000	8.505	8.334	16.839	24.124	-	-	24.124
BNP Paribas (Cesce)(4)	Semestral	4,07%	5,19%	78.258	4.134	3.586	7.720	13.506	14.340	7.170	35.016
Banco de Chile	Vencimiento	0,92%	0,92%	100.000	101.370	-	101.370	-	-	-	-
Banco de Chile	Vencimiento	0,80%	0,80%	100.000	-	100.911	100.911	-	-	-	-
Banco Santander	Vencimiento	0,78%	0,78%	100.000	-	101.395	101.395	-	-	-	-
HSBC Bank USA (5)	Trimestral	1,73%	1,92%	200.000	-	267	267	199.364	-	-	199.364
Totales					<u>141.863</u>	<u>253.677</u>	<u>395.540</u>	<u>402.579</u>	<u>119.583</u>	<u>7.170</u>	<u>529.332</u>

Las tasas de interés nominal informadas son anuales.

Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes al 30 de junio de 2015:

Nombre	Rut	Moneda	País	Sociedad	Rut	País	Garantía
BNP - Paribas (1)	0-E	Dólares	EE.UU.	Enercón S.A.	99519820-7	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (2)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (2)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (Cesce) (2)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
Banco Latinoamericano de Comercio Exterior S.A. (3)	0-E	Dólares	Panamá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
YPF S.A. (6)	0-E	Dólares	Argentina	Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Société Générale (4)	0-E	Dólares	Francia	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
BNP Paribas (Cesce)(4)	0-E	Dólares	España	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	97004000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	97004000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco Santander	97036000-K	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco Santander	97036000-K	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
HSBC Bank USA (5)	0-E	Dólares	EE.UU.	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada

Al 31 de diciembre de 2014:

Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	Corriente			No Corriente			
					Hasta 3 meses MUS\$	+ 3 meses hasta 1 año MUS\$	Total MUS\$	+ 1 año hasta 3 años MUS\$	+ 3 años hasta 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$
BNP - Paribas (1)	Semestral	3,75%	3,75%	410.000	17.709	16.971	34.680	71.929	80.550	44.005	196.484
BNP - Paribas (2)	Semestral	3,10%	3,10%	34.459	2.117	2.029	4.146	2.094	-	-	2.094
BNP - Paribas (2)	Semestral	6,04%	6,04%	13.917	843	847	1.690	868	-	-	868
BNP - Paribas (Cesce) (2)	Semestral	4,38%	4,38%	53.215	2.801	2.614	5.415	8.189	-	-	8.189
Société Générale	Semestral	6,43%	6,43%	21.981	1.179	-	1.179	-	-	-	-
Banco Latinoamericano de Comercio Exterior S.A. (3)	Mensual	4,02%	4,02%	55.000	6.887	20.625	27.512	-	-	-	-
YPF S.A. (6)	Trimestral	8,00%	8,00%	100.000	827	6.000	6.827	86.000	-	-	86.000
Société Générale (4)	Semestral	1,98%	1,14%	100.000	-	16.866	16.866	32.301	-	-	32.301
BNP Paribas (Cesce)(4)	Semestral	4,07%	5,19%	78.258	4.181	3.585	7.766	13.431	14.340	10.756	38.527
Banco de Chile	Vencimiento	0,92%	0,92%	100.000	-	100.222	100.222	-	-	-	-
Banco de Chile	Vencimiento	0,80%	0,80%	100.000	-	100.522	100.522	-	-	-	-
Banco Santander	Vencimiento	0,78%	0,78%	100.000	-	100.123	100.123	-	-	-	-
HSBC Bank USA (5)	Trimestral	1,73%	1,92%	200.000	-	270	270	198.817	-	-	198.817
Totales					36.544	370.674	407.218	413.629	94.890	54.761	563.280

Las tasas de interés nominal informadas para los créditos son anuales.

Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes al 31 de diciembre de 2014:

Nombre	Rut	Moneda	País	Sociedad	Rut	País	Garantía
BNP - Paribas (1)	0-E	Dólares	EE.UU.	Enercón S.A.	99519820-7	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (2)	0-E	Dólares	España	Petrosul S.A.	96969000-4	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (2)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (Cesce) (2)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
Société Générale	0-E	Dólares	Francia	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
Banco Latinoamericano de Comercio Exterior S.A. (3)	0-E	Dólares	Panamá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
YPF S.A. (6)	0-E	Dólares	Francia	Enap Sipetrol Argentina S.A.	99519810-K	Chile	No Garantizada
Société Générale (4)	0-E	Dólares	España	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
BNP Paribas (Cesce)(4)	97004000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	0-E	Dólares	Japón	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	0-E	Dólares	EE.UU.	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco Santander	76645030-K	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
HSBC Bank USA (5)	0-E	Dólares	EE.UU.	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada

(1) BNP – PARIBAS

Con fecha 15 de junio de 2005, Energía Concón S.A. suscribió un Contrato de Crédito con un sindicato de bancos liderado por BNP Paribas, Citigroup y Calyon por un monto de MUS\$ 410.000 y un plazo de 15 años. Tasa de interés anual con rango Libor + 50 puntos base a Libor + 175 puntos base.

(2) BNP – PARIBAS

Durante los años 2005 y 2006, Productora de Diesel S.A. suscribió Contratos de Crédito con un sindicato de bancos liderado por BNP Paribas, por un monto de US\$ 102 millones y amortizaciones semestrales hasta el año 2017. La tasa de interés para tramo A y B varía entre Libor + 0,875% y Libor + 2,0%; y para tramo C varía entre Libor + 0,875% y Libor + 4,31%.

(3) BANCO LATINOAMERICANO DE EXPORTACIONES S.A. (BLADDEX).

Con fecha 30 de junio de 2009 Enap Sipetrol Argentina S.A. suscribió un préstamo por MUS\$65.000, con vencimiento al 28 de junio de 2010, con pago de capital al vencimiento e intereses semestralmente. Este préstamo es garantizado por la Empresa Nacional del Petróleo. La tasa de interés es Libor 180 + 3,5%.

Con fecha 5 de enero de 2010 se extendió el vencimiento al 27 de diciembre de 2010, pactándose una nueva tasa de Libor 180 + 3,00%. Con fecha 15 de septiembre de 2010 se realizó una enmienda al contrato en el cual se pactó una nueva tasa de Libor 180 + 2,75%.

Con fecha 27 de diciembre de 2010 se realizó un pago de MUS\$10.000.

Con fecha 23 de diciembre de 2011 se extendió el vencimiento al 27 de diciembre de 2012, pactándose una nueva tasa de Libor 180 + 2,75%.

Con fecha 27 de diciembre de 2012 se extendió el vencimiento de la deuda insoluble por MUS\$55.000, con vencimiento al 27 de diciembre de 2015, con pago de intereses mensuales, y capital a contar del 27 de enero de 2014, pactándose una nueva tasa de interés es Libor 1 mes + 3,85%.

(4) BANCO BNP PARIBAS Y SOCIÉTÉ GÉNÉRALE

Con fecha 2010, ENAP suscribió dos contratos de crédito con los bancos BNP Paribas y Société Générale por MUS\$78.258 y MUS\$100.000 donde participan cada uno con el 50%, para construir la planta de alquilación en Refinería Aconcagua, ambos créditos funcionan como líneas comprometidas de fondo, de las cuales se pueden realizar giros parciales cuando se cumplan ciertas condiciones. Tasas de interés anual 4,07% y Libor + 150 puntos base, con vencimientos los años 2021 y 2017, respectivamente.

(5) HSBC BANK USA

Con fecha 18 de noviembre de 2013, la Empresa suscribió un contrato de financiamiento con HSBC Bank USA, National Association y Scotiabank & Trust (Cayman) Ltd., actuando el primero como agente administrativo, por un monto de MUS\$200.000, a un plazo de 5 años a contar del 03 de diciembre de 2013. El capital se amortizará en cuatro cuotas semestrales, los meses 42, 48, 54 y 60. Este financiamiento devengará intereses calculados sobre la base de la tasa Libor más un margen o spread de 1,5% anual.

(6) YPF S.A.

Con fecha 17 de noviembre de 2014 Enap Sipetrol Argentina S.A. extiende a YPF S.A. una Propuesta de Acuerdo de Prórroga de Contrato de UTE en el Área de Magallanes cuyo objeto es prorrogar los derechos y obligaciones de Enap Sipetrol Argentina S.A. con el contrato de UTE y su carácter de operadora, manteniendo su actual participación de un 50% hasta la finalización de las extensiones.

Como contraprestación por la prórroga, Enap Sipetrol Argentina S.A. abonará a YPF S.A. en calidad de aportes a la UTE, la suma de MUS\$ 100.000, dicho monto se cancelará de la siguiente forma: a) MUS\$ 8.000 a la fecha del contrato, b) MUS\$ 6.000 hasta la fecha de decisión final del proyecto incremental, correspondiente al 50% de bonos, aportes y/o dineros que YPF S.A. asuma con el Estado de Argentina, c) dentro de un año, que se inicia desde la fecha de decisión final del proyecto, el 50% del saldo y d) dentro del año siguiente al primer período pagará el restante 50%.

Enap Sipetrol Argentina S.A. pagará a YPF S.A. un 8% de tasa de interés fija anual, con períodos de pagos trimestrales.

iii) Detalle de obligaciones con el público

El detalle y vencimientos de las obligaciones con el público al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, clasificadas en corriente y no corriente, se presentan en cuadro adjunto:

Al 30 de junio de 2015												
Descripción	País	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Corriente			No Corriente			
						Hasta 3 meses MUS\$	+3 meses a 1 año MUS\$	Total MUS\$	+1 año a 3 años MUS\$	+3 años a 5 años MUS\$	+5 años MUS\$	Total MUS\$
B-ENAP - B (a.1)	Chile	UF	9.750	4,55%	4,28%	8.134		8.134	383.247			383.247
Tipo 144 A (b.1)	EE.UU	US\$	300.000	6,25%	6,58%	9.014		9.014		298.013		298.013
Tipo 144 A (b.2)	EE.UU	US\$	500.000	5,25%	5,46%		10.225	10.225		495.417		495.417
Tipo 144 A (b.3)	EE.UU	US\$	500.000	4,75%	5,12%		1.706	1.706			490.164	490.164
B-ENAP - D (a.2)	Chile	UF	2.000	3,40%	4,28%	660		660	76.868			76.868
B-ENAP - E (a.2)	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%	1.436		1.436			145.841	145.841
SIX Swiss (b.4)	Suiza	CHF	215.000	2,88%	2,88%		4.447	4.447	228.494			228.494
Tipo 144 A (b.5)	EE.UU	US\$	600.000	4,38%	4,56%		3.751	3.751			592.178	592.178
Totales						19.244	20.129	39.373	688.609	793.430	1.228.183	2.710.222

Al 31 de diciembre de 2014												
Descripción	País	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Corriente			No Corriente			
						Hasta 3 meses MUS\$	+3 meses a 1 año MUS\$	Total MUS\$	+1 año a 3 años MUS\$	+3 años a 5 años MUS\$	+ 5 años MUS\$	Total MUS\$
B-ENAP - B (a.1)	Chile	UF	9.750	4,55%	4,28%	8.456	-	8.456		398.107		398.107
Tipo 144 A (b.1)	EE.UU	US\$	300.000	6,25%	6,58%	9.068	-	9.068		297.802		297.802
Tipo 144 A (b.2)	EE.UU	US\$	500.000	5,25%	5,46%	10.646	-	10.646			495.012	495.012
Tipo 144 A (b.3)	EE.UU	US\$	500.000	4,75%	5,12%	-	1.715	1.715		489.456		489.456
B-ENAP - D (a.2)	Chile	UF	2.000	3,40%	4,28%	687	-	687	79.610			79.610
B-ENAP - E (a.2)	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%	1.495	-	1.495			151.104	151.104
SIX Swiss (b.4)	Suiza	CHF	215.000	2,88%	2,88%	-	457	457		215.841		215.841
Tipo 144 A (b.5)	EE.UU	US\$	600.000	4,38%	4,56%	-	4.543	4.543		-	591.886	591.886
Totales						30.352	6.715	37.067	79.610	911.750	1.727.458	2.718.818

Otros antecedentes relacionados a las obligaciones con el público vigentes al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Nombre Acreedor	Rut	Tipo de Colocación	Empresa	País	Rut	Pago Intereses	Amortización Capital	Fecha de Vencimiento	Garantía
(a.1) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	12-01-2019	Sin Garantía
(b.1) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	08-07-2019	Sin Garantía
(b.2) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	10-08-2020	Sin Garantía
(b.3) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	06-12-2021	Sin Garantía
(a.2) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	01-10-2017	Sin Garantía
(a.2) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	01-10-2033	Sin Garantía
(b.4) Credit Suisse AG	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Anual	Al vencimiento	05-12-2018	Sin Garantía
(b.5) HSBC y JP Morgan	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	27-10-2024	Sin Garantía

a) Bonos Nacionales

1. Con fecha 15 de enero de 2009, la Empresa inscribió en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el N°303, la emisión de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local.

La colocación del bono en el mercado local se efectuó durante el mes de enero de 2009 y fue por monto de UF 9.750.000. El plazo de vencimiento es de 10 años, los pagos de intereses son semestrales, la tasa de interés es de pago UF + 4,33% anual, y la amortización de capital es al vencimiento.

2. Con fecha 17 de enero de 2013, la Empresa efectuó una colocación de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local, con cargo a la línea inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el N°585, de fecha 7 de mayo de 2009.

La colocación de bonos fue por monto de UF 6.000.000, de acuerdo a las siguientes series:

-Bonos Serie D, por un monto de UF 2.000.000 a un plazo de 5 años, con una sola amortización final el 1° de octubre de 2017 y pagos de intereses semestrales. La tasa de interés de cupón es de 3,4% anual, y la tasa de colocación fue de 3,75% anual.

-Bonos Serie E, por un monto de UF 4.000.000 a un plazo de 21 años, con una sola amortización final el 1° de octubre de 2033 y pagos de intereses semestrales. La tasa de interés de cupón es de 3,7% anual, y la tasa de colocación fue de 4,09% anual.

b) Bonos Internacionales:

1. Con fecha 31 de diciembre de 2009, ENAP efectuó emisión y colocación de bonos del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 6,25% anual por un monto de MUS\$ 300.000

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

2. Con fecha 5 de agosto de 2010, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 5,25% anual por un monto de MUS\$ 500.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

3. Con fecha 1 de diciembre de 2011, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,75% anual por un monto de MUS\$ 500.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

4. Con fecha 5 de diciembre de 2013, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono en el Mercado público de valores de Suiza (SIX Swiss Exchange AG, en Zurich), a una tasa de interés de 2,875% anual y un spread 2,28%, por un monto de MCHF\$ 215.000.

El plazo de vencimiento es a 5 años. Los pagos de intereses son anuales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

5. Con fecha 27 de octubre de 2014, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,375% anual por un monto de MUS\$ 600.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

iv) Arrendos financieros

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos arrendamientos financieros son los siguientes:

	30.06.2015			31.12.2014		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$
Hasta 90 días	476	(51)	425	495	(65)	430
Más de 90 días hasta 1 año	1.695	(129)	1.566	1.758	(155)	1.603
Más de 1 año hasta 3 años	4.139	(168)	3.971	5.420	(259)	5.161
Totales	6.310	(348)	5.962	7.673	(479)	7.194

21. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

a) El detalle del rubro es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Acreeedores comerciales	523.906	716.678	3.278	4.283
Acreeedores varios	19.162	8.347	270	285
Otras cuentas por pagar	12.488	4.980	367	874
Totales	<u>555.556</u>	<u>730.005</u>	<u>3.915</u>	<u>5.442</u>

b) Detalle de vencimientos futuros

	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Hasta 30 días	547.053	724.302
Entre 31 y 60 días	2.353	2.802
Entre 61 y 90 días	5.194	2.901
Totales	<u>554.600</u>	<u>730.005</u>

22. OTRAS PROVISIONES

i) **Detalle** - El desglose de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Concepto	Corriente		No Corriente	
	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación (a)	-	-	85.624	81.788
Contratos onerosos	-	-	16.419	11.419
Otras provisiones	2.717	2.775	12.648	12.377
Totales	<u>2.717</u>	<u>2.775</u>	<u>114.691</u>	<u>105.584</u>

a) Corresponde a los costos estimados que el Grupo ENAP deberá de realizar a futuro por concepto de remediaciones medio ambientales, plataformas y pozos, y que permitirán, al término de las concesiones, dejar en condiciones de reutilizar para otros fines las zonas de explotación. Esta provisión es calculada y contabilizada a valor presente a igual tasa de descuento del proyecto.

ii) **Movimiento:** El movimiento del periodo de las provisiones detalladas por concepto, es el siguiente:

	Desmantelamiento costos reestructuración rehabilitación MUS\$	Contratos onerosos MUS\$	Otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	81.788	11.419	15.152	108.359
Provisiones adicionales	5.420	5.000	3.437	13.857
Provisión utilizada	(1.584)	-	(3.140)	(4.724)
Incremento (decremento) en el cambio de Moneda Extranjera	-	-	(77)	(77)
Otro incremento (decremento)	-	-	(7)	(7)
Saldo final al 30 de junio de 2015	<u>85.624</u>	<u>16.419</u>	<u>15.365</u>	<u>117.408</u>

	Desmantelamiento costos reestructuración rehabilitación MUS\$	Contratos onerosos MUS\$	Patrimonio negativo MUS\$	Otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	71.337	11.419	1.403	63.751	147.910
Provisiones adicionales	10.451	-	-	4.313	14.764
Reversión de provisión	-	-	(1.403)	(52.912)	(54.315)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	<u>81.788</u>	<u>11.419</u>	<u>-</u>	<u>15.152</u>	<u>108.359</u>

23. PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de las provisiones por beneficios a los empleados al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Concepto:	Corriente		No Corriente	
	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
Indemnización por años de servicios (a)	6	643	103.058	105.657
Participación en utilidades y bonos del personal (b)	9.710	15.892	-	-
Provisión de vacaciones	18.912	19.172	-	-
Otros beneficios (c)	9.792	9.220	156	207
Totales	<u>38.420</u>	<u>44.927</u>	<u>103.214</u>	<u>105.864</u>

- (a) Corresponde a las indemnizaciones por años de servicios a todo evento que el Grupo ENAP mantiene con los trabajadores, que se detallan en los contratos colectivos vigentes a la fecha. El pasivo reconocido en el balance correspondiente a los planes de beneficios definidos brindados a los trabajadores, es el valor presente de las obligaciones por dichos beneficios definidos (IAS) a la fecha de presentación de los estados financieros consolidados intermedios.

La obligación por IAS, es calculada anualmente basada en un modelo actuarial elaborado por un actuario independiente, empleando el método de la Unidad de Crédito Proyectada. El valor presente de las obligaciones por IAS, se determina descontando los flujos futuros estimados utilizando para ello la tasa de interés del bono corporativo serie E en UF nominado en la moneda en que se pagarán los beneficios y considerando los plazos de vencimiento de las obligaciones.

- (b) Corresponden principalmente a participación en utilidades en la sucursal Ecuador, establecidas por ley y bono renta variable asociados a la producción de las refinerías, el cual se encuentra establecido en los contratos colectivos vigentes y otros beneficios establecidos en los contratos de trabajo según sea el caso.
- (c) Las imputaciones registradas en este rubro corresponden a otros beneficios al personal como, gratificaciones, aguinaldo, bono vacaciones, etc.

23.1 Movimiento de provisiones por beneficios a los empleados corriente

El movimiento de las otras provisiones por beneficios a los empleados corriente es el siguiente:

	Corriente				
	Indemnización por años de servicios MUS\$	Participación en utilidades y bonos MUS\$	Provisión vacaciones MUS\$	Otros provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	643	15.892	19.172	9.220	44.927
Provisiones adicionales	963	16.043	5.101	11.352	33.459
Provisión utilizada	(1.593)	(22.106)	(4.546)	(10.400)	(38.645)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(7)	(119)	(815)	(380)	(1.321)
Saldo final al 30 de junio de 2015	6	9.710	18.912	9.792	38.420

	Corriente				
	Indemnización por años de servicios MUS\$	Participación en utilidades y bonos MUS\$	Provisión vacaciones MUS\$	Otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	385	17.305	18.873	8.057	44.620
Provisiones adicionales	4.605	31.473	15.636	29.418	81.132
Provisión utilizada	(4.311)	(32.544)	(13.837)	(27.519)	(78.211)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(36)	(342)	(1.500)	(736)	(2.614)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	643	15.892	19.172	9.220	44.927

Nota: Formando parte de la provisión utilizada de “Participación de utilidades y bonos” se incluye la participación obligatoria al Estado de Ecuador y contratistas de Ecuador.

23.2 Movimiento de la Indemnización por años de servicios (IAS) no corriente

El movimiento de la provisión por IAS asociado a costos por servicios presentes y pasados, como de intereses son reconocidos inmediatamente en Resultados, Las pérdidas y ganancias actuariales provenientes de ajustes y cambios en los supuestos actuariales, son reconocidas en Patrimonio en el ejercicio en el cual se generan, el detalle de las IAS no corriente es el siguiente:

Movimiento:	No Corriente	
	30.06.2015	31.12.2014
	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial	105.657	110.138
Costos por servicios	452	1.225
Costos por intereses	2.507	5.651
Ganancias actuariales	2.424	8.547
Beneficios pagados	(2.633)	(4.980)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(5.349)	(14.924)
Totales	103.058	105.657

Beneficios por Terminación - Las indemnizaciones por cese se pagan cuando la relación laboral es terminada antes de la fecha normal de jubilación. Se reconocen los beneficios por terminación de acuerdo a los convenios colectivos vigentes. Los beneficios con vencimiento superior a 12 meses posterior al final del período de referencia se descuentan a su valor actual.

Plan de Participación en Utilidades y Bonos - La entidad reconoce un pasivo y un gasto para bonos y participación en las utilidades, en base a una fórmula que tiene en cuenta el resultado del ejercicio después de realizar ciertos ajustes. Se reconoce una provisión cuando la entidad, se encuentra obligada contractualmente, o cuando existe una práctica que en el pasado ha creado una obligación implícita.

23.3 Hipótesis actuariales

Las hipótesis actuariales en la determinación de la indemnización por años de servicios no corriente son las siguientes:

Hipótesis:	30.06.2015	31.12.2014
Tasa de descuento Chile	5,91%	5,91%
Tasa de descuento Ecuador	6,54%	6,54%
Tasa esperada de incremento inicial salarial Chile	3,67%	3,67%
Tasa esperada de incremento inicial salarial Ecuador	3,00%	3,00%
Tasa de retiro voluntario Chile	2,29%	2,29%
Tasa de retiro voluntario Ecuador	2,50%	2,50%
Tasa de rotación por despido Chile	0,10%	0,10%
Tasa de rotación por despido Ecuador	13,14%	13,14%
Tabla de mortalidad Chile	RV-2004	RV-2004
Tabla de mortalidad Ecuador	IESS2002	IESS2002
Edad de jubilación de mujeres	60	60
Edad de jubilación de hombres	65	65

Anualmente, la Empresa realiza una revisión de sus hipótesis actuariales de acuerdo a NIC 19 “Beneficios a los empleados”, como parte de la última revisión realizada en el mes de diciembre de 2014, se modificó la tasa de descuento aplicada por referencia a nuevas curvas de tasas de interés de mercado. Ver efecto de sensibilidad en Nota 23.4.-

Los supuestos de mortalidad fueron determinados, de acuerdo a los consejos actuariales de nuestro actuario independiente, conforme la información disponible y representativa del país. Los supuestos de rotación, surgen del análisis interno de la administración de la Empresa.

23.4 Análisis de sensibilidad

El siguiente cuadro muestra los efectos de la sensibilización en la tasa de descuento utilizada para determinar el valor actuarial de la provisión de IAS:

	<u>Valor contable</u>	<u>Análisis de sensibilidad</u>	
Valor actuarial MUS\$	103.058	106.204	99.135
Tasa de Descuento	5,91%	5,33%	6,49%
Sesibilidad porcentual	-	-10,00%	10,00%
Sensibilidad en MUS\$	-	3.146	(3.923)

24. PATRIMONIO

a) Cambios en el patrimonio:

El artículo 2° de la Ley N°20.278 autorizó al Ministerio de Hacienda, mediante Decreto Supremo N°1389 del 29 de octubre de 2008, para efectuar por una sola vez, un aporte extraordinario de capital a la Empresa Nacional del Petróleo por un monto de MUS\$ 250.000, que se financió con recursos disponibles en activos financieros del Tesoro Público. Dicho aporte se concretó mediante una modificación del presupuesto vigente del Tesoro Público que permitió el aporte de capital que se hizo efectivo el día 10 de noviembre de 2008.

Por Ord. N° 64 del 23 de enero de 2009, el Ministerio de Hacienda autorizó lo siguiente:

- a) Suspender temporalmente para el año 2009, la política de traspasos del 100% de los dividendos anuales de las filiales a ENAP, correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008.
- b) Suspender transitoriamente, para el año 2009, la política de traspaso de utilidades de ENAP al Fisco (por los resultados generados el año 2008).

La política de reparto de utilidad que rige a ENAP, establecida mediante Resolución del Ministerio de Hacienda N°25 de 11 de agosto de 2005, a través del cual se estableció que ENAP debe traspasar un mínimo de recursos al Fisco, ya sea como impuesto a la renta (40%) y/o como anticipo de utilidades, correspondiente a un 14% de rentabilidad sobre el patrimonio, con utilidades retenidas de ejercicios anteriores.

Con fecha 23 de diciembre de 2010 el Ministerio de Hacienda según Oficio Ord. N° 1495, autorizó a capitalizar las utilidades correspondiente al ejercicio 2007, por un monto de MUS\$ 49.632, cuyo traspaso al Fisco fue transitoriamente suspendido mediante Ord. N° 1272 del año 2007.

Por Oficio Ord. N° 1292 del 15 de junio de 2012, el Ministerio de Hacienda, ha resuelto autorizar una política de distribución de utilidades con el objetivo de contribuir a la estabilidad y recomposición de la compañía, en los siguientes términos:

- a) Autorizar a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar las utilidades obtenidas el ejercicio 2010.
- b) Autorizar a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar el 100% de las utilidades obtenidas el ejercicio 2011, de acuerdo a los estados financieros auditados.

c) Mantener la revisión de la situación financiera de la Empresa, para decidir si corresponde autorizar la capitalización de las utilidades de las filiales y de la matriz, en tanto se mantenga la situación de pérdida tributaria.

En atención al punto c) anterior, el Ministerio de Hacienda por Oficio Ord. N° 1125 del 20 de mayo de 2013, autorizó a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar el 100% de las utilidades obtenidas el ejercicio 2012, de acuerdo a los estados financieros auditados.

Con fecha 09 de abril de 2014 el Ministerio de Hacienda, según Oficio Ord. N° 733, autorizó a la filial Enap Sipetrol S.A. capitalizar las utilidades correspondiente al ejercicio 2013, por un monto de MUS\$ 115.492, cuyo traspaso al Fisco fue transitoriamente suspendido mediante Ord. N° 1590 del año 2013.

b) Capital emitido

El detalle del capital pagado al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Capital emitido	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
Capital pagado	1.232.332	1.232.332
Totales	1.232.332	1.232.332

ENAP es una empresa 100% de propiedad del Estado de Chile y su capital no se encuentra dividido en acciones.

Gestión de capital

La gestión de capital, referida a la administración del patrimonio de la compañía, tiene como objetivo principal, la administración de capital del Grupo ENAP, de acuerdo al siguiente detalle:

- Asegurar el normal funcionamiento de sus operaciones, la continuidad del negocio en el largo plazo y la seguridad de suministro de combustibles líquidos para el país.
- Asegurar el financiamiento de nuevas inversiones a fin de mantener un crecimiento sostenido en el tiempo y un cumplimiento cabal de las especificaciones de los combustibles autorizados en Chile.
- Mantener una estructura de capital adecuada acorde a los ciclos económicos que impactan al negocio y a la naturaleza propia de la industria.

Con estos fines, y tomando en consideración la situación actual de fortalecimiento patrimonial de la Empresa, su valor y evolución son controlados e informados al Directorio de la Empresa mensualmente. Esta instancia determina en cada caso los pasos a seguir, la comunicación con el Ministerio de Hacienda, y las potenciales gestiones que se estime oportuno realizar.

c) Otras Reservas

La composición de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Composición	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
Diferencia de cambio por conversión (ii)	(77.221)	(76.561)
Disponible para la venta	1.190	1.190
Coberturas de flujo de caja (i)	(20.512)	(8.684)
Reservas actuariales en planes de beneficios definidos	(6.648)	(4.615)
Reservas varias (iii)	27.270	27.270
Totales	(75.921)	(61.400)

i) Cobertura de flujo de caja

	Total 31.12.2014 MUS\$	Movimiento 2015 MUS\$	Total 30.06.2015 MUS\$
Ganancia /(pérdida) reconocidas en las coberturas de flujos de:			
Cross Currency Swap / Bonos y Arriendo Financiero	(12.803)	7.524	(5.279)
SWAP y Opción ZCC tasa de interés préstamos bancarios	(20.301)	2.491	(17.810)
Contratos Forward de cambio de moneda extranjera	1.364	250	1.614
Swap de energía eléctrica	-	(25.734)	(25.734)
TSS y SDI	13.665	1.319	14.984
Impuesto a la renta y diferido de derivados	9.391	2.322	11.713
Totales	(8.684)	(11.828)	(20.512)

ii) Diferencia de cambio por conversión

	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	(76.561)	(74.282)
Resultado por cambios en empresas coligadas	(660)	(2.279)
Totales	(77.221)	(76.561)

iii) Otras reservas varias

	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
Saldo Inicial	27.270	27.195
Otros cambios	-	75
Totales	27.270	27.270

d) Ganancias (pérdidas) acumuladas

	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	(637.827)	(902.217)
Resultado del período/ejercicio	131.847	154.937
Efecto cambio tasa impuesto 1a.cat. OC 856 SVS	-	109.495
Otras variación de resultados acumulados	(1.819)	(42)
Totales	(507.799)	(637.827)

* De acuerdo al Oficio Circular N° 856 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 17 de octubre de 2014, que señaló que las diferencias por concepto de activos y pasivos por impuestos diferidos que se produjesen como efecto directo del incremento de la tasa de impuesto de primera categoría introducido por la Ley N°20.780, se debían contabilizar en el ejercicio respectivo contra patrimonio. El abono por este concepto fue de MUS\$ 109.495, registrado en los presentes estados financieros al 31 de diciembre de 2014.

25. INTERES NO CONTROLABLE

El detalle de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio del Grupo al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 y en resultados al 30 de junio de 2015 y 30 de junio de 2014, es el siguiente:

Entidad	Participación no controladora en patrimonio		Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	
	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$	30.06.2015 MUS\$	30.06.2014 MUS\$
Entidad Estructurada	12.998	12.404	395	932
Enap Refinerías S.A.	91	67	30	(3)
Totales	13.089	12.471	425	929

26. SEGMENTOS DE NEGOCIO

Criterios de segmentación

La estructura de segmentación utilizada por el Grupo ENAP y definida por el Directorio de ENAP, y definida de acuerdo a NIIF 8 es en primer lugar, en función de las distintas líneas de negocios y en segundo lugar, según su distribución geográfica.

Las líneas de negocios anteriormente mencionadas son E&P (Exploración y Producción), R&C (Refinación y Comercialización) y G&E (Gas & Energía)

Segmentos principales de negocio del grupo consolidado:

- Exploración y Producción, incluye las operaciones exploratorias de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y de geotermia, así como su desarrollo, producción y comercialización de hidrocarburos en Chile y en el extranjero, en cuatro países: Chile, Argentina, Ecuador y Egipto. En el exterior, ENAP opera a través de la filial Sipetrol S.A. y en Chile, a través de Enap en Magallanes donde gestiona activos de exploración y producción de hidrocarburos en la XII Región. Además desarrolla actividades de exploración de gas a través de la modalidad de Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP) en los bloques Coirón, Caupolicán, Lenga y Dorado-Riquelme, en alianza con las

compañías Pan American Energy LLC, Greymount y Methanex, respectivamente, todos ubicados en la Región de Magallanes.

- Refinación y Comercialización, incluye las actividades y procesos de Refinación, Optimización, Logística, Trading, Desarrollo de Mercados y Ventas. Las actividades de refinación y comercialización de ENAP son gestionadas por la filial Enap Refinerías S.A. Su negocio consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y la posterior comercialización de los productos terminados.

El abastecimiento de petróleo crudo de Enap Refinerías se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y Europa Enap Refinerías S.A. es la única empresa que refina petróleo en Chile y la más importante de la costa Pacífico de Centro y Sudamérica. La refinación se lleva a cabo en tres refinerías:

Refinería Aconcagua, ubicada en la Región de Valparaíso, Refinería Bío Bío, en la Región del Biobío, y Refinería Gregorio, en la Región de Magallanes. Las refinerías cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de la materia prima, entre ellas cinco terminales marítimas, situados en Quintero, San Vicente, Isla de Pascua, Cabo Negro y Gregorio, estos dos últimos en la Región de Magallanes.

El almacenamiento y transporte de combustibles líquidos y gaseosos, la venta mayorista y la exportación de combustibles corresponde a la Dirección de Almacenamiento y Oleoducto (DAO), que administra la infraestructura logística.

- Gas y Energía, entre las medidas tomadas por la Administración para apoyar la implementación de la Agenda de Energía del Gobierno, con fecha 14 de julio de 2014 se constituyó una tercera Línea de Negocio de ENAP, Línea de Gas & Energía, cuya misión es promover el uso del Gas Natural Licuado (GNL) en la matriz energética nacional, junto con la incorporación de nueva capacidad de generación eléctrica. Incluye las actividades y procesos de comercialización del gas vía gasoductos, gasoducto virtual y GNL Móvil, gestión de nuevos proyectos de energía eléctrica.

A partir del presente año 2015, y de acuerdo a lo requerido por NIIF 8 “Segmentos de Operación”, este segmento se reporta en forma separada en los presentes estados financieros consolidados intermedios, ya que durante el año 2014 no se han generado los driver de control financiero para este propósito. De acuerdo a NIIF 8 la información segmentada del período actual se revela con arreglo tanto al criterio de segmentación anterior como al nuevo.

El Directorio y el Gerente General del Grupo ENAP son los encargados de la toma de decisiones respecto a la administración y asignación de recursos y respecto a la evaluación del desempeño de cada uno de los segmentos operativos anteriormente descritos.

A continuación se presenta la información por segmentos de estas actividades al 30 de junio de 2015 con arreglo tanto al criterio de segmentación nuevo como al anterior y al 30 de junio de 2014:

Al 30 de junio de 2015
De acuerdo a nuevo criterio de segmentación

	E&P MUS\$	R&C MUS\$	G&E MUS\$	(1) MUS\$	Total MUS\$
Ingresos actividades ordinarias	301.886	2.914.338	175.708	-	3.391.932
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	30.318	101.869	39.296	(171.483)	-
Costos de ventas	(260.253)	(2.623.578)	(149.530)	-	(3.033.361)
Costos de ventas, interlineas	(24.393)	(107.794)	(39.296)	171.483	-
Margen bruto	47.558	284.835	26.178	-	358.571
Otros ingresos, por función	3.134	9.384	-	2.338	14.856
Costos de distribución	(23.679)	(73.558)	-	(1.578)	(98.815)
Gastos de administración	(17.105)	(13.800)	-	(10.033)	(40.938)
Otros gastos por función	(35.810)	(5.626)	-	(474)	(41.910)
Otras ganancias (pérdidas)	-	7	-	-	7
Ingresos financieros	2.298	617	-	227	3.142
Costos financieros	(6.629)	(55.334)	-	(33.853)	(95.816)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(1)	93	-	6.125	6.217
Diferencias de cambio	(3.147)	(5.929)	-	(2.708)	(11.784)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(33.381)	140.689	26.178	(39.956)	93.530
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	9.912	(23.928)	(6.201)	58.959	38.742
Ganancia (pérdida)	(23.469)	116.761	19.977	19.003	132.272
Ganancia (pérdida) atribuible a:					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(23.431)	115.708	19.977	19.593	131.847
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(38)	1.053	-	(590)	425
Ganancia (pérdida)	(23.469)	116.761	19.977	19.003	132.272

Al 30 de junio de 2015
De acuerdo a criterio de segmentación anterior

	E&P MUS\$	R&C MUS\$	(1) MUS\$	Total MUS\$
Ingresos actividades ordinarias	301.886	3.090.046	-	3.391.932
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	30.318	101.869	(132.187)	-
Costos de ventas	(261.633)	(2.771.728)	-	(3.033.361)
Costos de ventas, interlineas	(24.393)	(107.794)	132.187	-
Margen bruto	46.178	312.393	-	358.571
Otros ingresos, por función	3.134	9.384	2.338	14.856
Costos de distribución	(23.679)	(73.558)	(1.578)	(98.815)
Gastos de administración	(17.105)	(13.800)	(10.033)	(40.938)
Otros gastos por función	(35.810)	(5.626)	(474)	(41.910)
Otras ganancias (pérdidas)	-	7	-	7
Ingresos financieros	2.298	617	227	3.142
Costos financieros	(6.629)	(55.334)	(33.853)	(95.816)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(1)	93	6.125	6.217
Diferencias de cambio	(3.147)	(5.929)	(2.708)	(11.784)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(34.761)	168.247	(39.956)	93.530
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	9.912	(30.129)	58.959	38.742
Ganancia (pérdida)	(24.849)	138.118	19.003	132.272
Ganancia (pérdida) atribuible a:				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(24.810)	137.064	19.593	131.847
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(38)	1.053	(590)	425
Ganancia (pérdida)	(24.848)	138.117	19.003	132.272

Al 30 de junio de 2014

	E&P MUS\$	R&C MUS\$	(1) MUS\$	Total MUS\$
Ingresos actividades ordinarias	356.892	4.898.395	-	5.255.287
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	70.654	186.498	(257.152)	-
Costos de ventas	(283.083)	(4.735.796)	-	(5.018.879)
Costos de ventas, interlineas	(24.117)	(233.035)	257.152	-
Margen bruto	120.346	116.062	-	236.408
Otros ingresos, por función	6.342	11.610	2.755	20.707
Costos de distribución	(4.016)	(74.308)	(1.940)	(80.264)
Gastos de administración	(19.635)	(11.706)	(8.430)	(39.771)
Otros gastos por función	(28.797)	(11.135)	(27)	(39.959)
Otras ganancias (pérdidas)	372	1.826	-	2.198
Ingresos financieros	2.350	423	1.021	3.794
Costos financieros	(2.644)	(53.773)	(30.206)	(86.623)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(2)	178	7.885	8.061
Diferencias de cambio	(3.469)	(5.695)	(2.650)	(11.814)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	70.847	(26.518)	(31.592)	12.737
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(15.492)	16.569	44.998	46.075
Ganancia (pérdida)	55.355	(9.949)	13.406	58.812
Ganancia (pérdida) atribuible a:				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	55.316	(13.145)	15.712	57.883
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	39	3.196	(2.306)	929
Ganancia (pérdida)	55.355	(9.949)	13.406	58.812

(1) Bajo esta línea se presentan los ajustes de consolidación del Grupo ENAP, siendo los ítems más significativos las transacciones de ingresos y costos por compra/venta de productos e insumos entre las empresas del Grupo y las partidas no distribuidas a los segmentos como costos administrativos asociados al corporativo, resultados de asociadas, otras ganancias y pérdidas e ingresos y costos financieros, principalmente.

Detalle de ingresos por venta según producto y área geográfica:

Venta por Productos	30.06.2015				30.06.2014		
	Exploración y Producción MUS\$	Refinación y Comercialización MUS\$	Gas y Energía (*) MUS\$	Total MUS\$	Exploración y Producción MUS\$	Refinación y Comercialización MUS\$	Total MUS\$
Crudo	146.905	51.101	-	198.006	212.560	101.879	314.439
Gas Natural	93.948	14.746	175.708	284.402	77.625	233.966	311.591
Gas Licuado de Petróleo	-	57.760	-	57.760	-	126.573	126.573
Gasolinas	-	1.197.286	-	1.197.286	-	1.742.568	1.742.568
Kerosene	-	229.780	-	229.780	-	380.007	380.007
Diesel	-	1.067.593	-	1.067.593	-	1.826.709	1.826.709
Petróleo Combustible	-	206.892	-	206.892	-	376.284	376.284
Petroquímicos	-	31.725	-	31.725	-	72.372	72.372
Otros Productos	-	48.145	-	48.145	-	35.209	35.209
Venta de Servicios, nacionales	4.156	417	-	4.573	13.708	380	14.088
Venta de Servicios, extranjeros	47.739	-	-	47.739	41.839	-	41.839
Otros, nacionales (incluye N.C.)	-	8.892	-	8.892	1.306	2.487	3.793
Otros, extranjeros	9.139	-	-	9.139	9.815	-	9.815
Totales	301.887	2.914.337	175.708	3.391.932	356.853	4.898.434	5.255.287

(*) incluido como parte de Línea Refinación & Comercialización durante el año 2014

Ventas Geográficas	30.06.2015				30.06.2014		
	Exploración y Producción MUS\$	Refinación, Logística y Comercialización MUS\$	Gas y Energía (*) MUS\$	Total MUS\$	Exploración y Producción MUS\$	Refinación, Logística y Comercialización MUS\$	Total MUS\$
Nacionales	70.624	2.833.721	175.708	3.080.053	71.325	4.741.637	4.812.962
Extranjeras	231.263	80.616	-	311.879	285.528	156.797	442.325
Totales	301.887	2.914.337	175.708	3.391.932	356.853	4.898.434	5.255.287

La comercialización de los productos refinados por la filial Enap Refinerías S.A., se canaliza a través de las compañías distribuidoras mayoristas de combustibles y otros derivados. La filial Enap Refinerías S.A. mantiene contratos de abastecimiento con sus principales clientes, asegurando de esta manera el adecuado abastecimiento de combustibles a lo largo del país. Los principales clientes del Grupo ENAP a nivel nacional son Copec, Petrobras, Terpel, Lipigas, Abastecedora de Combustibles y Methanex.

Junto con lo anterior, Enap Refinerías S.A. continuó vendiendo parte de su producción en los mercados regionales, particularmente Perú, Ecuador y Centroamérica.

Activos y Pasivos por Segmentos Operativos

Actualmente el Grupo ENAP no mantiene un control y registro de los activos por segmentos reportables en sus sistemas de reporte interno y tampoco dicha información es utilizada por el Directorio como parte del proceso de toma de decisiones de negocio y asignación de recursos. Los pasivos financieros del Grupo ENAP están centralizados y controlados a nivel corporativo y no se presentan por segmentos reportables.

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2015 y 2014, es el siguiente:

Detalle	30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
	MUS\$	MUS\$	30.06.2015 MUS\$	30.06.2014 MUS\$
Venta de crudo	198.006	314.439	126.651	193.174
Venta de gas	239.118	275.857	108.006	155.485
Ingreso por compensación de gas (1)	45.283	35.734	27.618	21.980
Venta de productos refinados	2.839.181	4.559.723	1.456.348	2.269.331
Venta de servicios petroleros	52.312	55.927	24.840	33.635
Otros ingresos de operación	18.032	13.607	15.457	7.167
Totales	<u>3.391.932</u>	<u>5.255.287</u>	<u>1.758.920</u>	<u>2.680.772</u>

(1) El Ministerio de Energía está facultado para compensar a ENAP por un monto máximo de M\$ 54.112.500 (equivalentes a MUS\$84.678) por el año 2015 y M\$ 31.998.845 por el año 2014 (equivalentes a MUS\$54.966), de acuerdo a la Ley de Presupuestos del Sector Público aprobada por el congreso de la Nación.

28. COSTOS DE VENTAS

El desglose de los costos de ventas al 30 de junio de 2015 y 2014:

	30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
	MUS\$	MUS\$	30.06.2015	30.06.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Costo de crudo y gas	417.628	634.955	298.752	422.760
Costo de productos refinados	2.507.512	4.221.268	1.154.127	2.094.926
Costo por venta de servicios	5.017	59.573	2.781	40.050
Otros costos de operación (1)	103.204	94.068	115.830	8.588
Totales	3.033.361	5.009.863	1.571.490	2.566.323

(1) Los otros costos de operación reflejan el efecto neto de la liquidación de coberturas durante el periodo, las cuales tuvieron como finalidad cubrir la exposición del flujo asociado al costo de venta en las operaciones de venta ordinarias.

29. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

El desglose de los costos de distribución al 30 de junio de 2015 y 2014:

	30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
	MUS\$	MUS\$	30.06.2015	30.06.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Contratos logísticos	5.454	5.403	2.705	3.551
Flete crudo y gas	2.053	1.542	1.115	700
Fletes oleoductos	18.645	19.893	9.505	10.188
Fletes marítimos	33.874	33.188	15.956	17.287
Fletes productos terrestres	5.153	5.215	2.583	3.037
Personal	10.501	8.490	4.934	3.972
Otros	23.135	15.549	11.725	7.845
Totales	98.815	89.280	48.523	46.580

30. OTROS GASTOS POR FUNCIÓN

El desglose de los otros gastos por función, al 30 de junio de 2015 y 2014:

	30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
	MUS\$	MUS\$	30.06.2015	30.06.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Estudios geológicos y geofísicos	115	989	44	93
Pozos secos de exploración y abandonos	14.738	20.319	5.191	15.165
Costos de campañas exploratorias	17.444	3.852	9.062	1.935
Bajas de propiedad, planta y equipo	-	237	-	-
Multas, indemnizaciones y finiquitos de contratos	-	9.788	-	9.788
Costo de venta energía interna	1.003	250	574	75
Otros	8.610	4.524	3.533	2.686
Totales	41.910	39.959	18.404	29.742

31. COSTOS FINANCIEROS

El desglose de los costos financieros al 30 de junio de 2015 y 2014, es el siguiente:

Conceptos	30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
	MUS\$	MUS\$	30.06.2015	30.06.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Intereses de préstamos bancarios	16.089	17.161	7.874	8.010
Intereses de obligaciones con el público	67.561	56.387	34.155	27.555
Intereses de obligaciones por leasing	104	133	59	22
Intereses de otras cuentas por pagar y provisiones	5.020	7.985	3.789	3.750
Otros desembolsos asociados a intereses	1.272	632	1.132	172
Total costo por intereses	90.046	82.298	47.009	39.509
Pérdida por liquidaciones de derivados (swap)	477	392	858	421
Intereses devengados por swap	5.293	3.933	1.928	1.498
Total costos financieros	95.816	86.623	49.795	41.428

32. GASTOS DEL PERSONAL

La composición de esta partida al 30 de junio de 2015 y 2014 es el siguiente:

	01.01.2015	01.01.2014	01.04.2015	01.04.2014
	30.06.2015	30.06.2014	30.06.2015	30.06.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Sueldos y salarios	87.243	81.945	43.808	38.414
Beneficios a corto plazo empleados	63.997	64.192	31.944	32.396
Otros gastos de personal	5.910	6.294	3.183	3.976
Otros beneficios a largo plazo	13.841	15.789	4.226	6.439
Totales	170.991	168.220	83.161	81.225

33. DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambio que son (debitadas) acreditadas a resultados son los siguientes al 30 de junio de 2015 y 2014:

Conceptos	30.06.2015	30.06.2014	01.04.2015	01.04.2014
	MUS\$	MUS\$	30.06.2015	30.06.2014
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalente al efectivo	(6.935)	(12.897)	(1.760)	(5.731)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(26.983)	(33.334)	(9.371)	(1.221)
Resultado cobertura forward	15.640	18.348	1.817	(4.999)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	1.433	(1.955)	(4)	268
Cuentas por cobrar y por pagar por impuestos	(6.557)	(4.532)	(169)	(5.478)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.272	13.074	(710)	2.393
Provisiones corriente	1.308	2.382	213	881
Provisiones no corriente	5.152	5.623	1.954	505
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	13.037	19.942	(3.682)	(4.536)
Resultado cobertura pasivos financieros corriente y no corriente	(11.488)	(15.650)	5.506	9.104
Otros	(1.663)	(2.815)	(823)	(2.387)
Totales	(11.784)	(11.814)	(7.029)	(11.201)

34. MONEDA EXTRANJERA

Activos	Moneda extranjera	Moneda funcional	30.06.2015 MUS\$	31.12.2014 MUS\$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	\$ No reajutable	Dólar	37.964	51.462
	\$ Argentinos	Dólar	14.011	34.513
	£ Libras Esterlinas	Dólar	82	82
	£ Libras Egipcias	Dólar	28.600	29.353
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	\$ No reajutable	Dólar	535.340	595.893
	\$ reajutable	Dólar	64	298
	\$ Argentinos	Dólar	10.942	3.869
Activos por impuestos corrientes	\$ No reajutable	Dólar	41.148	21.015
	\$ reajutable	Dólar	28.449	46.462
	\$ Argentinos	Dólar	1.259	2.146
Otros activos financieros no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	-	7
Derechos por cobrar no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	14	15
	\$ reajutable	Dólar	14.822	15.527
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	\$ reajutable	Dólar	381	389
Activos por impuestos diferidos	\$ No reajutable	Dólar	3.369	3.369
	\$ Argentinos	Dólar	8.078	9.538
Totales			724.523	813.938

Pasivos	Moneda extranjera	Moneda funcional	30.06.2015				31.12.2014			
			Hasta 90 días	91 días a 1 año	1 año a 5 años	más de 5 años	Hasta 90 días	91 días a 1 año	1 año a 5 años	más de 5 años
			MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	\$ reajutable	Dólar	20.078	1.301	-	-	13.651	1.326	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	66	198	-	-	68	205	-	-
	CHF Franco Suizo	Dólar	2.352	4.447	-	-	320	457	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ No reajutable	Dólar	119.996	-	-	-	102.784	-	-	-
	\$ reajutable	Dólar	2.910	-	-	-	1.708	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	30.038	-	-	-	28.003	-	-	-
Otras provisiones a corto plazo	\$ No reajutable	Dólar	-	-	-	-	41	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	-	-	-	-	-	-	-	-
Pasivos por Impuestos corrientes	\$ No reajutable	Dólar	67.444	-	-	-	60.962	-	-	-
	\$ reajutable	Dólar	1.190	-	-	-	2.783	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	5.007	-	-	-	22.540	-	-	-
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	\$ No reajutable	Dólar	16.033	720	-	-	17.788	558	-	-
	\$ reajutable	Dólar	4.055	10.806	-	-	3.735	11.701	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	1.665	832	-	-	2.110	2.111	-	-
Otros pasivos financieros no corrientes	\$ reajutable	Dólar	-	-	526.508	145.841	-	-	528.536	151.104
	\$ Argentinos	Dólar	674	-	6	-	1.122	-	140	-
	CHF Franco Suizo	Dólar	-	-	228.232	-	-	-	234.727	-
Pasivos no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	-	-	2.129	-	-	-	2.243	-
Otras provisiones a largo plazo	\$ Argentinos	Dólar	-	-	2.361	-	-	-	2.083	-
Pasivo por impuestos diferidos	\$ Argentinos	Dólar	-	-	39.124	-	-	-	43.748	-
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ No reajutable	Dólar	-	-	15.373	87.233	-	-	31.275	73.927
Otros pasivos no financieros no corrientes	\$ Argentinos	Dólar	-	-	635	-	-	-	818	-
Totales			271.508	18.304	814.368	233.074	257.615	16.358	843.570	225.031

35. INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

A continuación se presenta una breve descripción de los proyectos relacionados con mejoramiento y/o inversión de procesos productivos, verificación y control de cumplimiento de ordenanzas y leyes relativas a procesos e instalaciones industriales y cualquier otro que pudiere afectar en forma directa o indirecta a la protección del medio ambiente:

ENAP Sipetrol S.A.:

Los recursos destinados a proyectos e iniciativas ambientales en Enap Sipetrol, para sus filiales en Argentina y Ecuador, tienen relación con los sistemas permanentes de monitoreo de agua, suelo, calidad del aire, gestión de residuos y medio ambiente biótico. Además, otro aspecto relevante tiene relación con los procesos de Implementación y seguimiento al Sistema de Gestión Ambiental certificado en la norma ISO 14001 en los activos de Pampa del Castillo, así como el monitoreo y seguimiento al Plan de Manejo Ambiental, para los activos de Cuenca Austral en Argentina, como MDC y PBH en Ecuador. Por último se destaca los procesos de elaboración de Estudios de Impacto

Ambiental para el proyecto de Exploración en el bloque Intracampos en Ecuador y el tratamiento de suelos empetroados en Pampa del Castillo. El monto presupuestado para los Proyectos e Iniciativas de Medio Ambiente 2015 en Sipetrol Argentina es de MM USD 3,6 de los cuales el primer semestre se ha reportado un gasto aproximado de 36%, en el caso de SIPEC el presupuesto aproximado para los Proyectos e Iniciativas Medio Ambientales es del orden de US\$ 1,5 millones; con una ejecución presupuestaria al 30 de junio de un 36%.

ENAP Magallanes:

Los recursos destinados a proyectos e iniciativas ambientales en Enap Magallanes tienen relación a aspectos de operación corriente, en la que se incluye principalmente la gestión y control de residuos industriales líquidos y sólidos, abarcando etapas de monitoreo, disposición y normalización de instalaciones asociadas, así como trabajos de remediación de incidentes ambientales. Otro aspecto es lo relacionado a la gestión de permisos ambientales para la cartera de nuevos proyectos de Perforación, Fracturas Hidráulicas y construcción de facilidades, así como el seguimiento de compromisos adquiridos ante la autoridad ambiental. Por último, se encuentra el proyecto multianual de Remediación de Fosas en Magallanes, que consiste en el saneamiento ambiental de sitios en la región de Magallanes. El presupuesto de Iniciativas y Proyectos Medio Ambientales para ENAP Magallanes del año 2015 es del orden US\$ 1,9 millones, con una ejecución presupuestaria al 30 de julio del orden de 40%. Los contratos más relevantes son: estudios ambientales con 40.000 UF a dos años (oct 2013 a oct 2015) quedando disponible un 37%, contrato de remediación de praderas a dos años (julio 2013 a julio 2015) con 29.456 UF quedando disponible un 18% del total y el recién aprobado y firmado contrato de RESPEL por 23.000 UF sin imputaciones a la fecha. Sin perjuicio de ello el antiguo contrato de RESPEL venció el primer semestre del 2015.

ENAP Refinerías S.A.:

Refinería Bio Bio:

El enfoque y los recursos destinados a los Proyectos e Iniciativas Ambientales de la Refinería de Bio Bio tienen relación principalmente con la ejecución de una serie de compromisos adquiridos con la Ilustre Corte de Apelaciones de Concepción (ICA) y la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA). Los Proyectos e Iniciativas concernientes a la Corte de Apelaciones de Concepción están relacionados con un programa de mitigación de olores, cuyo objetivo principal es el manejo de los olores producidos como consecuencia de la actividad de refinación de petróleo en las comunidades vecinas. Este programa considera Proyectos e Iniciativas de Corto (1 año), Mediano (5 años) y Largo Plazo (10 años). En lo referente al Plan de Acción presentado a la SMA, este abarca Proyectos e Iniciativas que dicen relación con mejoras a los actuales sistemas de abatimiento de emisiones atmosféricas. El presupuesto para los Proyectos e Iniciativas Medio Ambientales de ERBB para el año 2015 es del orden de US\$ 19 millones, con una ejecución presupuestaria al 31 de Mayo de un 32%.

Refinería Aconcagua:

Los Proyectos e Iniciativas Medio Ambientales definidas para la Refinería de Aconcagua durante el 2015 que forman parte de un Plan de Trabajo de Largo Plazo, están orientadas a actividades que permitan identificar e implementar mejoras en lo referente a emisiones de ruidos, monitoreo de emisiones atmosféricas, de cumplimiento normativo general y de las Resoluciones de Calificación Ambiental vigentes. El monto aproximado para los Proyectos e Iniciativas Medio Ambientales de ERA para el año 2015 es del orden de US\$ 2,2 millones, con una ejecución presupuestaria aproximada al 31 de Mayo de 17%.

El derrame de hidrocarburos calificado como mediano por la Autoridad Marítima, ocurrido el día 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo de Quintero, como consecuencia del exceso de tracción del remolcador de alta mar Puyehue sobre el B/T Mimosa por instrucciones del Práctico a bordo y la incapacidad de éste para controlar la situación, obligó a Enap Refinerías S.A. a la aplicación de un Plan de Contingencia Marítimo-Fluvial y sus sucesivas etapas de control, confinamiento, limpieza y remediación de las zonas afectadas. Además de las medidas señaladas, el hecho descrito ha significado el inicio de diferentes acciones legales civiles, administrativas, penales, laborales, ambientales, entre otras, todas vigentes y que implican la actuación simultánea de varios equipos legales que buscan resguardar los intereses de Enap Refinerías S.A., y que buscarán hacer efectiva las responsabilidades que correspondan.

36. JUICIOS Y COMPROMISOS COMERCIALES

Existen diversos juicios y acciones legales en que Grupo ENAP es la parte demandada, los cuales son derivados de sus operaciones. En general estos juicios se originan por acciones civiles, tributarias y laborales.

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados intermedios, no se han realizado provisiones contables, adicionales a las indicadas en el rubro “Provisiones varias” ya que en opinión de la Administración y de sus asesores legales, para aquella parte no provisionada, estos juicios no representan una probabilidad de pérdida material y la probabilidad de una obligación presente es menor a la probabilidad de no existencia o esta probabilidad es remota, en los términos indicados en NIC 37.

A continuación se presenta un detalle de los principales juicios vigentes (para lo cual se utilizó principalmente el criterio de informar aquellos que podrían significar una materialidad de más de MUS\$ 5.000 o tener un efecto material adverso) y su status a la fecha de los presentes estados financieros consolidados intermedios es el siguiente:

En Chile:

Enap Refinerías S.A. (Aconcagua):

Caratulada: Derrame de hidrocarburos de 24 de septiembre de 2014

Rol N/A; Fiscalía Marítima de Valparaíso/Gobernador Marítimo de Valparaíso

Materia: Derrame de hidrocarburo al mar.

Cuantía: 100.000 pesos oro.

Procedimiento: Administrativo Armada

Breve Relación de Hechos: Derrame de crudo en la bahía de Quintero del B/T Mimosa.

Estado Actual: Se emitió ampliación de dictamen fiscal, manteniéndose los cargos contra el Capitán del LR Mimosa, Patrón del RAM Puyehue y de ERSA, se formularon cargos contra Tripulante (Oficial 1°) del LR Mimosa y del Práctico Oficial. ERSA y los otros inculcados formularon sus descargos ante esta ampliación.

Partes: Alberto Medina Johansen con Remolcadores Ultratag, Armadores de la Motonave LR Mimosa, Enap Refinerías S.A. y Agental Agencias Marítimas Ltda.

Rol N°: C-23-2014, Ministro de Corte Apelaciones de Valparaíso Sr. Droppelmann, actuando como Tribunal Unipersonal.

Materia: Indemnización de perjuicios según Ley de Navegación.

Cuantía: El Monto total demandado a las cuatro partes asciende a MUS\$70.000

Breve relación de hechos: Demanda civil de indemnización de perjuicios regulada por el artículo 153 de la Ley de Navegación, para obtener la reparación de los daños emergentes, lucro cesante y daño moral supuestamente sufridos por pescadores y otros, debido a la contaminación causada por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Mimosa en momentos en que era tractada por remolcador de alta mar el 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo Monoboya ENAP. Solicita además la constitución de un fondo de MUS\$50 por cada demandante a fin de reconvertir su actividad económica.

Estado actual: Los demandados presentaron excepciones dilatorias que fueron acogidas por el Tribunal. Pendiente de subsanar los defectos de la demanda.

Partes: Sociedad Exportadora y Comercializadora San Diego Ltda. con Remolcadores Ultratag, Armadores de la Motonave LR Mimosa, Enap Refinerías S.A. y Agental Agencias Marítimas Ltda.

Rol N°: C-1-2015, Ministro de Corte Apelaciones de Valparaíso Sr. Droppelmann, actuando como Tribunal Unipersonal.

Materia: Indemnización de Perjuicios según Ley de Navegación.

Cuantía: Indeterminada. El Monto total demandado a las cuatro partes asciende a MUS\$7.500

Breve relación de hechos: Demanda civil de indemnización de perjuicios regulada por el artículo 153 de la Ley de Navegación, para obtener la reparación de los daños emergentes, lucro cesante y daño moral supuestamente sufridos los dueños de la Sociedad San diego Ltda., debido a la contaminación causada por el derrame de hidrocarburos en la

bahía de Quintero por el B/T Mimosa en momentos en que era tractada por remolcador de alta mar el 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo Monoboya de ENAP. Solicita además la constitución de un fondo de MUS\$50 por cada demandante a fin de reconvertir su actividad económica.

Estado actual: Pendiente tramitación de exhorto para notificar a Agencias Marítimas Agental Ltda.

Partes: Pescadores Caleta de Quintero y otros con Empresa Nacional de Petróleo

Rol N°: 63-2014/ O-64-2014/ O-65-2014/ O-66-2014. Juzgado de Letras, Garantía y Familia de Quintero.

Materia: Demanda por nulidad del despido, despido injustificado y otras prestaciones laborales.

Cuantía: Indeterminada

Breve relato de hechos: Demandantes alegan que existió relación laboral respecto a servicios que habrían prestado desde el 26 de septiembre al 30 de octubre de 2014 en Quintero, a la que se le habría puesto término sin las formalidades legales.

Estado actual: se realizó audiencia preparatoria fue realizada el 11 de marzo de 2015. Con fecha 25 de junio se dictó la sentencia rechazando todas las pretensiones de los actores, esto es, demanda de nulidad del despido y cobro de prestaciones, la demanda de despido injustificado y cobro de prestaciones y demanda de cobro de prestaciones. Con fecha 8 de julio, los demandantes presentaron recurso de nulidad, cuya tramitación se encuentra vigente a la fecha de esta carta.

Partes: Ilustre Municipalidad de Quintero con Enap Refinerías S.A. y otro

RIT N°: D-13-2014. Segundo Tribunal Ambiental de Santiago.

Materia: reparación daño ambiental.

Cuantía: Indeterminada.

Breve relación de hechos: Como consecuencia del derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero ocasionada por el B/T Mimosa, en momentos en que era tractada por remolcador de alta mar el 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo Monoboya ENAP, se habría producido daño al medio ambiente.

Estado actual: La demanda fue contestada con fecha 28 de marzo de 2015. A la fecha el Tribunal aún no ha dictado resolución.

Partes: Alejandro González González E.I.R.L con Enap Refinerías S.A.

Rol N°: C-11675-2015. 30° Juzgado Civil de Santiago

Materia: Indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual.

Cuantía: MUS\$ 10.000

Breve relación de hechos: Se demandan los perjuicios que se habrían sufrido por la existencia de oleoducto de ENAP en terrenos de la demandante, que afectaría la empresa de giro agrícola que desarrolla en los inmuebles.

Estado actual: Una vez notificada la demanda, se interpuso excepción dilatoria de incompetencia por Enap Refinerías S.A.

Partes: ENAP Refinerías S.A. con Innergy Soluciones Energéticas S.A.

Rol N°: 2.215 – 2014. Tribunal Arbitral CAM.

Materia: Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.

Cuantía: MUS\$ 6.300, más solicitud de pago por cargo fijo por capacidad reservada del contrato 2.

Breve relación de hechos: En junio se recibe respuesta a la demanda interpuesta por ENAP en contra de Innergy por concepto de asignaciones erróneas de gas natural argentino asociado a los Contratos 1 y 2, junto a una Demanda Reconvencional presentada por Innergy en contra de ENAP por un monto fijo de MUS\$ 6.300, más una solicitud para que se declare la obligación de ERSa de efectuar pago de un cargo fijo por capacidad reservada del contrato 2, hasta el término de vigencia de dicho contrato. ENAP replicó en contra de la contestación, e interpuso excepción dilatoria en contra de demanda reconvencional. La resolución sobre dicha excepción se encuentra pendiente.

Estado Actual: ERSa presentó una excepción dilatoria en contra de la demanda reconvencional de Innergy, que se encuentra pendiente de resolución por parte del árbitro.

Enap Refinerías S.A. (Biobío)

Partes: Mendoza Mendoza, Luis con Enap Refinerías S.A. y otros

Rol: 4-2007; Ministro de la I. Corte de Apelaciones de Concepción, doña Juana Godoy. A esta causa se acumularon todas las demandas indemnizatorias interpuestas y notificadas en tiempo y forma. El procedimiento seguido en el referido juicio corresponde a un Juicio Ordinario especial del artículo 153 Ley de Navegación.

Breve relación de los hechos: En las demandas se solicita una indemnización de perjuicios basada en la responsabilidad extracontractual a consecuencia de un derrame ocurrido en la Bahía de San Vicente.

Breve relación de los hechos: El proceso judicial ha iniciado su etapa probatoria. A esta fecha se han celebrado acuerdos transaccionales con 4.313 demandantes, principalmente pescadores artesanales, algueros y armadores, por un monto total del orden de MUS\$ 7.334. Se mantienen conversaciones y negociaciones con los restantes 79 demandantes.

Partes: Carte con Enap Refinerías S.A. ENAP y otros.

Rol: 1999-2014; 1° Juzgado Civil de Talcahuano.

Materia: Medida prejudicial probatoria (exhibición de documentos)

Cuantía: No aplica. Futura demanda civil indemnizatoria.

Breve relación de hechos: Vecinos a la planta de ERSA-Hualpén presentan medida prejudicial en contra de ERSA y organismos públicos tendientes a obtener información ante una futura demanda civil.

Estado actual: En tramitación.

Enap Sipetrol Argentina S.A.:

Partes: Enap Sipetrol Argentina S.A.

Rol: 13289-328-2010. Tribunal: Dirección General de Aduanas de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego.

Materia: ajuste de liquidaciones de exportaciones correspondientes a los cargos aduaneros N° 339/07 a 397/07.

Cuantía: MUS\$5.280

Breve relación de los hechos: Cargos formulados por diferencias en la valoración de exportación de petróleo realizadas en el periodo 2002-2006.

Estado actual: La causa se encuentra para resolver.

Enap Sipec, (Ecuador):

Laborales: Existen 12 juicios laborales en contra de Enap Sipetrol S.A., presentados en los Juzgados del Trabajo de Pichincha, los cuales demandan indemnización por concepto del 15% de utilidades percibidas por la empresa entre los años 2003 al 2010. Las cuantías son por un promedio de MUS\$ 500 cada una. Las demandas están en diferentes etapas procesales, aunque en su mayoría en espera de sentencia.

Partes: ENAP SIPETROL S.A. en contra del SRI.

Rol: 17505-2008-26241

Segunda Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal No.1.

Cuantía: Aprox. MUS\$510.-

Breve relación de los hechos: El SRI negó el reclamo administrativo propuesto por ENAP SIPEC impugnando el Acta de determinación de impuesto a la renta del ejercicio económico 2003.

Estado actual: A la espera de sentencia.

Partes: ENAP SIPETROL S.A. en contra del SRI.

Rol: 17502-2009-0031.

Segunda Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal No.1.

Cuantía: Aprox. MUS\$510.-

Breve relación de los hechos: El SRI negó el reclamo administrativo propuesto por ENAP SIPEC impugnando el Acta de determinación de impuesto a la renta del ejercicio económico 2004.

Estado actual: A la espera de sentencia.

Partes: ENAP SIPETROL S.A. en contra del SRI.

Rol: 17504-2009-0069.

Cuarta Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal No.1.

Cuantía: Aprox. MUS\$2.800.

Breve relación de los hechos: El SRI negó el reclamo administrativo propuesto por ENAP SIPEC impugnando el Acta de determinación de impuesto a la renta del ejercicio económico 2005.

Estado actual: A la espera de sentencia.

Partes: ENAP SIPETROL S.A. en contra del SRI.

Rol: Juicio N° 0129.

Tribunal: Cuarta Sala del Tribunal Distrital de lo Fiscal.

Cuantía: Aprox. MUS\$3.787

Breve relación de los hechos: El SRI procedió a determinar a SIPEC el impuesto a la renta y sus anticipos correspondientes al ejercicio económico 2006.

Estado actual: A la espera de sentencia.

Partes: ENAP SIPETROL S.A. en contra del SRI.

Rol: 0036

Tribunal: Tercera Sala Tribunal Distrital Fiscal

Cuantía: Aprox. MUS\$ 1.063

Breve relación de los hechos: Glosas impugnadas del período fiscal 2008 referentes a gastos amortización de inversiones y otros.

Estado actual: Presentación de informe de peritos.

Compromisos Comerciales:

La Empresa mantiene los siguientes compromisos comerciales en relación al desarrollo de sus operaciones:

(1) PETROPOWER

Con ocasión de la celebración del partners agreement entre Enap Refinerías S.A. y Foster Wheeler en relación al proyecto Petropower en enero de 1996, Enap Refinerías S.A. otorgó una declaración de responsabilidad respecto de las obligaciones emanadas del mismo contrato.

En relación con el proyecto Petropower, la filial Enap Refinerías S.A. firmó en 1994 un contrato donde se compromete a pagar una tarifa de procesamiento anual de aproximadamente MUS\$17.400, a cambio del derecho de operar su planta de coquización e hidrotratamiento, además de pagar una tarifa anual de aproximadamente MUS\$9.900 por el abastecimiento de ciertos productos energéticos. Este acuerdo que se firmó está sujeto a escalamiento anual hasta el vencimiento del contrato en 2018.

Otras condiciones de los acuerdos obligan, en caso de una reducción en los ingresos anuales definida en el contrato de procesamiento y demás acuerdos del negocio y después que el operador de la planta ha aportado con el 10% de dicho déficit, a que Enap Refinerías S.A. y su matriz ENAP, contribuyan con el 50% del saldo y Foster Wheeler con el otro 50% del saldo de dicha reducción, que de ocurrir no debería exceder los MUS\$1.400 al año.

Adicionalmente, Enap Refinerías S.A. adquirió la obligación de comprar o programar la venta de los activos de Petropower Energía Ltda. por no menos de MUS\$43.000 en la fecha de término programada del respectivo contrato (año 2018) o en cualquier otra fecha que sea acordada mutuamente entre las partes.

(2) GNL CHILE S.A.

Con fecha 31 de mayo de 2007, Enap Refinerías S.A. suscribió un contrato de suministro de gas natural (Gas Sales Agreement) con la sociedad GNL Chile S.A. que le permitirá garantizar la seguridad de suministro necesario para la operación de su Refinería de Aconcagua en la comuna de Concón.

Dicho contrato, tiene una duración de 21 años a partir del Early Commercial Operation Date (ECOD), y le permite acceder a 3,2 millones de metros cúbicos por día de gas natural regasificado en la medida que se cuente con los contratos de suministro de GNL. En la misma fecha, GNL Chile S.A. suscribió un contrato con BG que permite a Enap Refinerías S.A. acceder a una cantidad contractual anual máxima de GNL, equivalente a 2,2 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Con fecha 15 de junio de 2010, dicho contrato fue modificado incorporando el Patio de Carga de Camiones que le permitirá a Enap Refinerías S.A. acceder a una cantidad adicional de aproximadamente 1.165 metros cúbicos por días de gas natural en estado líquido.

El inicio del suministro de gas natural tuvo lugar durante el mes de agosto de 2009. Las obligaciones contraídas por Enap Refinerías S.A. bajo el contrato de suministro de gas natural, han sido garantizadas por la Empresa Nacional del Petróleo.

Para la obtención de la capacidad diaria señalada, tanto de gas natural regasificado como de GNL a ser transportado a través de cisternas, Enap Refinerías S.A. adquirió el compromiso de pagar anualmente durante la vigencia del Gas Sales Agreement alrededor de MUS\$70.000 a GNL Chile S.A., empresa que el 31 de Mayo de 2007 celebró el contrato Terminal Use Agreement con GNL Quintero S.A.. Bajo esta figura, el monto anual señalado es pagado posteriormente por GNL Chile S.A. a GNL Quintero S.A. por la prestación de servicios de almacenamiento, regasificación y transporte de gas natural hasta el punto de entrega y carguío de cisternas con GNL.

El referido contrato de suministro es parte de un conjunto de contratos comerciales del Proyecto GNL, cuyo cierre definitivo tuvo lugar el 31 de mayo de 2007. Dicho proyecto tiene por objeto la compra de gas natural licuado (GNL) proveniente del exterior, su almacenamiento y regasificación en la Planta de Regasificación que se ubica en las comunas de Quintero y Puchuncaví de la Región de Valparaíso del país y suministro de gas natural a la zona centro y sur del país.

Con fecha 14 de diciembre de 2012, se suscribió una nueva modificación al Gas Sales Agreement, motivado por la suscripción en la misma fecha de un nuevo contrato de suministro de GNL entre GNL Chile S.A. y su proveedor de GNL, BG. Dicha modificación permite a la filial Enap Refinerías S.A. tener acceso a cantidades de gas natural en nuevas condiciones comerciales a partir del 01 de enero del 2013. Estas condiciones comerciales establecen una cláusula de Take or Pay por 29.693.766 MMBtu's anuales.

Restricciones:

ENAP - Al 30 de junio de 2015, la Empresa no mantiene restricciones y cumplimientos de covenants financieros con sus bancos acreedores y bonos con el público.

Enap Sipetrol Argentina S.A. - La legislación aplicable a esta Sociedad exige que el 5% de las utilidades del ejercicio deban ser destinadas a la constitución de una reserva legal, cuenta integrante del patrimonio neto, hasta que dicha reserva alcance el 20% del capital social ajustado.

Cauciones obtenidas de terceros:

ENAP - Al 30 de junio de 2015, el Grupo ENAP no ha recibido cauciones de terceros.

37. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS

Garantías directas

Acreeedor de la garantía	Descripción	Tipo de Garantía	MUS\$
Banco Latinoamericano de Comercio Exterior S.A.	Garantía de ENAP sobre fiel cumplimiento de pago (crédito Argentina).	Carta aval a primera demanda	21.000
BG LNG Trading, LLC-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de agosto de 2015.	Carta de Crédito	18.706
BG LNG Trading, LLC-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de julio de 2015.	Carta de Crédito	18.654
Termoeléctrica Colmito Ltda	Garantiza el fiel y oportuno cumplimiento de las obligaciones contraídas en el contrato de energía, válida hasta 31 de diciembre de 2015.	Boleta de garantía Bancaria	6.500
Ministerio de Energía	Garantizar el fiel cumplimiento de las inversiones y trabajos comprometidos del CEOP Bloque Caupolicán, válida hasta el 20 de diciembre de 2015.	Boleta de garantía Bancaria	5.400
Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador	Emisor: EOP operaciones petroleras S.A. Beneficiario: Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador. Garantiza 20% de las inversiones mínimas de la Fase I de Exploración del Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 28, Ecuador, válida hasta el 13 de mayo de 2016.	Carta de Crédito Standby como contargarantía para emisión de garantía en el exterior	2.975
Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador	Garantía del 20% actividades e inversiones Bloque 3 Jambelí, válida hasta el 27 de octubre de 2015.	Fianza de cobro inmediato	2.300
BG LNG Trading, LLC-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2016.	Carta de Crédito Chile	1.500
Ministerio de Energía	Garantizar el fiel cumplimiento de Inv. Y trabajos de exploración del CEOP Bloque Dorado Riquelme, válida hasta el 26 de septiembre de 2015.	Boleta de garantía Bancaria	788
Ministerio de medio ambiente (Ec)	Fiel cumplimiento de contrato (varias PBH).	Póliza de seguro	1.202
Ministerio de medio ambiente (Ec)	Fiel cumplimiento de contrato Amp. MDC.	Póliza de seguro	673
Servicio de Rentas Internas Ecuador (Ec)	Garantía de 10% de reclamo de pago indebido años 2003 a 2008	Fianza de cobro inmediato	666
Banco BNP Paribas	Prenda de 22.199.866 acciones de Productora de Diesel S.A. en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2016.	Prenda comercial de acciones	-
Citigroup	Prenda de 1.010.000 acciones de Energía Concón S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	-

38. AMBITO DE CONSOLIDACIÓN

a) Detalle de porcentajes de participación en sociedades incluidas en el ámbito de consolidación, es el siguiente:

Compañía	País	Moneda funcional	Porcentaje de participación		Porcentaje con derecho a voto		Relación con Matriz
			30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015	31.12.2014	
Enap Refinerías S.A.	Chile	Dólar	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	Filial Directa
Enap Sipetrol S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Directa
Petro Servicios Corp. S.A.	Argentina	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Directa
Gas de Chile S.A.	Chile	Pesos	100%	100%	100%	100%	Filial Directa
Petrosul S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Energía Concón S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Productora de Diesel S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	Chile	Dólar	10%	10%	10%	10%	Entidad Estructurada
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Enap Sipetrol (UK) Limited	Reino Unido	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A.	Ecuador	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
EOP Operaciones Petroleras S.A. (1)	Ecuador	Dólar	100%	-	100%	-	Filial Indirecta

- (1) Con fecha 22 de octubre de 2014, las filiales ENAP Sipetrol S.A. con una participación de un 99% (99.000 acciones) y ENAP Refinerías S.A. con una participación de un 1% (1.000 acciones) formaron la filial EOP Operaciones Petroleras S.A. en la ciudad de Quito, Ecuador, cuya inscripción en el Registro de Escrituras Públicas se realizó con fecha 5 de enero de 2015.

EOP Operaciones Petroleras S.A. es miembro Operador en un contrato, con la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador, de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque Veinte y ocho (28) de la región Amazónica Ecuatoriana, a través del Consorcio del Bloque 28 constituido el 7 de abril de 2015 por Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Petroamazonas EP (51%), EOP Operaciones Petroleras S.A.(42%) y Empresa Estatal Unitaria Unión de Empresas Productoras Belorusneft (7%). Las primeras actividades programadas tienen que ver con estudios geológicos de superficie, la tramitación de permisos sociales y ambientales, y la perforación de un pozo exploratorio.

b) Actividad de sociedades incluidas en el ámbito de consolidación:

Compañía	Actividad
Enap Refinerías S.A.	Compra y refinación de crudo y productos derivados.
Enap Sipetrol S.A.	Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y prestar servicios de asesoría en Chile y en el extranjero.
Petro Servicios Corp. S.A.	Servicios Petroleros.
Gas de Chile S.A.	Importación, exportación y operación en general de toda clase de combustibles y subproductos derivados, en especial gas natural en cualquiera de sus estados.
Petrosul S.A.	Construcción, implementación, operación y explotación de Plantas de Azufre.
Energía Concón S.A.	Construcción, implementación, operación y explotación de Planta de Cocker.
Productora de Diesel S.A.	Construcción y operación de una planta destinada a la refinación de productos derivados del petróleo.
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	Construcción y operación de una planta industrial ubicada en el recinto de Enap Refinerías S.A., en la comuna de Talcahuano y destinada a la producción de hidrógeno de alta pureza.
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Formación de Uniones Transitorias de Empresas (UTE), agrupaciones de colaboración, joint venture, consorcios u otra forma de asociación para exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.
Enap Sipetrol (UK) Limited	Prospecciones, explorar, desarrollar, mantener y trabajar terrenos, pozos, minas y derechos de explotación minera, derechos y concesiones de perforación para contener el petróleo, gas, aceite u otros minerales.
Sipetrol International S.A.	Realizar y administrar inversiones. Una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador	Exploración, explotación, procesamiento, distribución, comercialización, transporte y servicios petroleros.
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Estudios geológicos de superficie, y la perforación de un pozo exploratorio.

c) Información financiera resumida de filiales, incluyendo la entidad estructurada.

Compañía	Activos		Pasivos		Ingresos	Gastos	Resultado
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Ordinarios	Ordinarios	Período
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Enap Refinerías S.A.	1.285.535	2.146.477	2.640.422	306.776	3.068.228	(2.742.350)	150.196
Enap Sipetrol S.A.	170.109	716.602	110.719	176.673	234.144	(183.803)	23.267
Petro Servicios Corp. S.A.	1.017	1	13	-	-	-	(41)
Gas de Chile S.A.	664	3.848	21	-	-	-	-
Petrosul S.A.	10.937	12.378	1.781	5.317	364	-	263
Energía Concón S.A.	75.213	311.712	76.298	273.267	9.462	-	2.622
Productora de Diesel S.A.	30.922	17.888	24.884	5.583	1.138	-	1.335
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	3.969	15.585	674	4.526	893	302	442
Enap Sipetrol Argentina S.A.	66.236	360.817	101.832	161.133	141.620	(137.345)	(7.289)
Enap Sipetrol (UK) Limited	1.215	-	168	-	-	-	-
Sipetrol International S.A.	72.821	151.778	9.746	-	45.300	(14.905)	26.766
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador	6	-	25	-	-	-	-
EOP Operaciones Petroleras S.A.	29	-	134	-	-	-	(204)

Al 31 de diciembre de 2014

Compañía	Activos		Pasivos		Ingresos	Gastos	Resultado
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Ordinarios MUS\$	Ordinarios MUS\$	ejercicio MUS\$
Enap Refinerías S.A.	1.517.981	2.191.399	3.019.763	331.413	9.058.779	(8.774.541)	30.750
Enap Sipetrol S.A.	196.712	702.867	140.805	182.677	575.651	(386.474)	114.699
Petro Servicios Corp. S.A.	1.083	1	38	-	-	-	(178)
Gas de Chile S.A.	664	3.848	21	-	-	-	200
Petrosul S.A.	7.020	15.937	2.009	5.226	1.771	-	1.468
Energía Concón S.A.	68.789	332.979	71.912	297.034	20.442	-	7.942
Productora de Diesel S.A.	27.433	24.869	22.632	12.418	2.936	-	2.730
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	3.942	16.857	2.366	4.651	3.749	1.210	1.839
Enap Sipetrol Argentina S.A.	79.960	390.090	131.736	166.936	359.388	(302.214)	20.924
Enap Sipetrol (UK) Limited	1.215	-	168	-	-	-	-
Sipetrol International S.A.	94.000	104.223	10.134	-	129.342	(28.738)	92.409
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador	6	-	25	-	-	-	-

39. HECHOS POSTERIORES

Entre el 1 de julio de 2015 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios, no han ocurrido hechos posteriores que puedan afectar significativamente la razonabilidad de estos.
