

**ENAP**

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS  
POR EL PERIODO TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2018**

**EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO  
2018**

## **INFORME DE REVISION DEL AUDITOR INDEPENDIENTE**

A la señora Presidente  
y Directores de Empresa Nacional del Petróleo

Hemos revisado los estados financieros consolidados intermedios de Empresa Nacional del Petróleo y filiales, que comprenden el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2018, los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2018 y 2017, los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminado en esas fechas, y sus correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

### **Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados intermedios**

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con NIC 34, “Información Financiera Intermedia”, incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

### **Responsabilidad del Auditor**

Nuestra responsabilidad es realizar una revisión de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile aplicables a revisiones de estados financieros intermedios. Una revisión de los estados financieros intermedios consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Es substancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre los estados financieros. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

### **Conclusión**

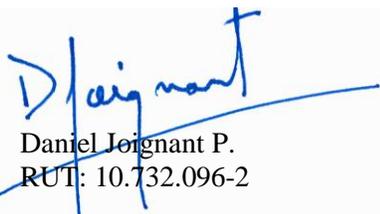
Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a los estados financieros consolidados intermedios, mencionados en el primer párrafo, para que estén de acuerdo con NIC 34, “Información Financiera Intermedia”, incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.

**Otros asuntos en relación con el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2017**

Con fecha 29 de enero de 2018, emitimos una opinión sin modificaciones sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de la Sociedad en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2017, que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.



Julio 31, 2018  
Santiago, Chile



Daniel Joignant P.  
RUT: 10.732.096-2

**ENAP Y FILIALES**
**ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**
**AL 30 DE JUNIO DE 2018 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2017**

(En miles de dólares - MUS\$)

<b>ACTIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
		<b>(no auditado)</b>	
	N°	MUS\$	MUS\$
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	107.925	91.496
Otros activos financieros, corrientes	7	13.733	807
Otros activos no financieros, corrientes	8	16.282	24.328
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	9	813.638	822.299
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	40.522	33.137
Inventarios, corrientes	11	1.293.305	1.038.985
Activos por impuestos, corrientes	12	240.812	217.733
Total de activos corrientes distintos de los activos mantenidos para la venta		<u>2.526.217</u>	<u>2.228.785</u>
Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta	15	40.991	40.991
Total activos corrientes		<u>2.567.208</u>	<u>2.269.776</u>
<b>Activos no corrientes</b>			
Otros activos financieros, no corrientes	7	16.986	14.749
Otros activos no financieros, no corrientes	8	27.416	27.707
Cuentas por cobrar, no corrientes	9	23.181	30.578
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	137.960	135.160
Activos intangibles distintos de la plusvalía		3.082	3.082
Propiedades, planta y equipo	14	3.332.407	3.240.672
Derechos de uso	16	107.767	129.316
Propiedad de inversión	21	7.325	7.370
Activos por impuestos diferidos	12	978.848	911.340
Total activos no corrientes		<u>4.634.972</u>	<u>4.499.974</u>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<u>7.202.180</u>	<u>6.769.750</u>

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

**ENAP Y FILIALES**

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS  
AL 30 DE JUNIO DE 2018 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2017  
(En miles de dólares - MUS\$)

<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	<b>N°</b>	<b>(No auditado)</b>	
		<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Otros pasivos financieros, corrientes	21	1.623.510	960.210
Pasivos por arrendamientos, corrientes	15	40.792	42.178
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	22	1.119.368	866.214
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	7.678	20.082
Otras provisiones a corto plazo	23	1.400	1.165
Pasivos por impuestos, corrientes	12	73.046	105.682
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	24	64.275	59.844
Total pasivos corrientes		<u>2.930.069</u>	<u>2.055.375</u>
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Otros pasivos financieros, no corrientes	21	3.097.185	3.558.352
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	15	69.335	88.849
Otras cuentas por pagar, no corrientes	22	3.629	756
Otras provisiones a largo plazo	23	131.696	129.190
Pasivos por impuestos diferidos	12	23.071	22.856
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	24	86.817	96.444
Otros pasivos no financieros, no corrientes		<u>1.988</u>	<u>2.363</u>
Total pasivos no corrientes		<u>3.413.721</u>	<u>3.898.810</u>
<b>Total pasivos</b>		<u>6.343.790</u>	<u>5.954.185</u>
<b>Patrimonio</b>			
Capital emitido	25	1.232.332	1.232.332
Otras reservas	25	(80.897)	(128.950)
Déficit acumulado	25	<u>(293.223)</u>	<u>(287.961)</u>
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		858.212	815.421
Participaciones no controladoras	26	<u>178</u>	<u>144</u>
<b>Patrimonio total</b>		<u>858.390</u>	<u>815.565</u>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<u><u>7.202.180</u></u>	<u><u>6.769.750</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 2018 Y 2017  
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Nota	01.01.2018 30.06.2018 (No auditado) MUS\$	01.01.2017 30.06.2017 (No auditado) MUS\$	01.04.2018 30.06.2018 (No auditado) MUS\$	01.04.2017 30.06.2017 (No auditado) MUS\$
	Nº				
Ingresos de actividades ordinarias	27	4.158.326	3.103.304	2.165.490	1.525.953
Costos de ventas	28	(3.958.506)	(2.869.574)	(2.065.742)	(1.395.533)
<b>Ganancia bruta</b>		<u>199.820</u>	<u>233.730</u>	<u>99.748</u>	<u>130.420</u>
Otros ingresos		40.563	15.224	7.921	10.254
Costos de distribución	29	(123.947)	(109.336)	(62.070)	(54.235)
Gastos de administración		(61.096)	(49.964)	(31.972)	(24.485)
Otros gastos, por función	30	(16.453)	(18.154)	(8.076)	(11.197)
<b>Ganancia de actividades operacionales</b>		<u>38.887</u>	<u>71.500</u>	<u>5.551</u>	<u>50.757</u>
Otras ganancias		-	16.850	-	10.665
Ingresos financieros		1.600	2.133	1.096	1.305
Costos financieros	31	(115.483)	(93.553)	(60.789)	(47.657)
Participación en las ganancias de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	10.858	7.764	6.924	4.489
Diferencias de cambio	33	(13.479)	(504)	(6.644)	(4.016)
<b>(Pérdida) ganancia, antes de impuestos</b>		<u>(77.617)</u>	<u>4.190</u>	<u>(53.862)</u>	<u>15.543</u>
Beneficio por impuesto a las ganancias	12	79.605	35.785	46.287	14.393
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<u>1.988</u>	<u>39.975</u>	<u>(7.575)</u>	<u>29.936</u>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a:</b>					
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		1.997	39.410	(7.570)	29.660
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	26	(9)	565	(5)	276
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<u>1.988</u>	<u>39.975</u>	<u>(7.575)</u>	<u>29.936</u>

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

## ENAP Y FILIALES



ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS INTERMEDIOS  
 POR LOS PERIODOS DE SEIS Y TRES MESES TERMINADOS AL 30 DE JUNIO DE 2018 Y 2017  
 (En miles de dólares - MUS\$)

	<b>01.01.2018</b> <b>30.06.2018</b> (No auditado) MUS\$	<b>01.01.2017</b> <b>30.06.2017</b> (No auditado) MUS\$	<b>01.04.2018</b> <b>30.06.2018</b> (No auditado) MUS\$	<b>01.04.2017</b> <b>30.06.2017</b> (No auditado) MUS\$
<b>Ganancia (pérdida)</b>	1.988	39.975	(7.575)	29.936
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período antes de impuestos</b>				
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período</b>				
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	1.975	(1.899)	4.328	(1.899)
<b>Total otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos</b>	<b>1.975</b>	<b>(1.899)</b>	<b>4.328</b>	<b>(1.899)</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>				
<b>Diferencias de cambio por conversión</b>				
Ganancias por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	(841)	100	(1.060)	16
<b>Coberturas de flujo de efectivo</b>				
Ganancias por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	2.701	137.004	(34.713)	62.170
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	20.888	(38.822)	19.024	(71.041)
Ajustes por cambio en política contable de cobertura de flujo de caja a cobertura de valor razonable	56.907	-	-	-
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>	<b>80.496</b>	<b>98.182</b>	<b>(15.689)</b>	<b>(8.871)</b>
<b>Total otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos</b>	<b>79.655</b>	<b>98.282</b>	<b>(16.749)</b>	<b>(8.855)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período</b>				
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(1.436)	782	(3.789)	782
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período</b>				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(13.666)	(24.149)	(3.297)	8.195
Impuesto a las ganancias relacionado con ajuste por cambio en coberturas Time Spread Swap	(15.368)	-	-	-
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	(29.034)	(24.149)	(3.297)	8.195
<b>Otro resultado integral</b>	<b>51.160</b>	<b>73.016</b>	<b>(19.507)</b>	<b>(1.777)</b>
<b>Resultado integral total</b>	<b>53.148</b>	<b>112.991</b>	<b>(27.082)</b>	<b>28.159</b>
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	53.157	112.426	(42.445)	27.883
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	(9)	565	(5)	276
<b>Resultado integral total</b>	<b>53.148</b>	<b>112.991</b>	<b>(42.450)</b>	<b>28.159</b>

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



## ENAP Y FILIALES

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO INTERMEDIO  
 POR LOS PERIODOS DE SEIS MESES TERMINADOS AL 30 DE JUNIO DE 2018 Y 2017 (NO AUDITADOS)  
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Cambios en otras reservas							Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$	Participaciones no controladora (No auditado) MUS\$	Patrimonio total (No auditado) MUS\$	
	Capital emitido 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\$
Saldo Inicial 01.01.2018	1.232.332	(76.141)	(46.093)	(11.498)	1.190	3.592	(128.950)	(287.961)	815.421	144	815.565
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables			41.539				41.539	(3.125)	38.414		38.414
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	(76.141)	(4.554)	(11.498)	1.190	3.592	(87.411)	(291.086)	853.835	144	853.979
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)								1.997	1.997	(9)	1.988
Otro resultado integral		(841)	9.923	539	-	-	9.621	-	9.621		9.621
Resultado integral		(841)	9.923	539	-	-	9.621	1.997	11.618	(9)	11.609
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	(3.107)	(3.107)	(4.134)	(7.241)	43	(7.198)
Total de cambios en patrimonio	-	(841)	9.923	539	-	(3.107)	6.514	(2.137)	4.377	34	4.411
Saldo Final 30.06.2018	1.232.332	(76.982)	5.369	(10.959)	1.190	485	(80.897)	(293.223)	858.212	178	858.390
Saldo Inicial 01.01.2017	1.232.332	(77.491)	(60.485)	(7.312)	1.190	(2.446)	(146.544)	(287.612)	798.176	9.146	807.322
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	(23.062)	(23.062)	-	(23.062)
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	(77.491)	(60.485)	(7.312)	1.190	(2.446)	(146.544)	(310.674)	775.114	9.146	784.260
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral:											
Ganancia (pérdida)								39.410	39.410	565	39.975
Otro resultado integral		100	74.033	(1.117)	-	-	73.016		73.016	-	73.016
Resultado integral		100	74.033	(1.117)	-	-	73.016	39.410	112.426	565	112.991
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	5.220	5.220	11	5.231	(1.890)	3.341
Total de cambios en patrimonio	-	100	74.033	(1.117)	-	5.220	78.236	39.421	117.657	(1.325)	116.332
Saldo Final 30.06.2017	1.232.332	(77.391)	13.548	(8.429)	1.190	2.774	(68.308)	(271.253)	892.771	7.821	900.592

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

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**  
**(En miles de dólares – MUS\$)**



ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, METODO DIRECTO  
 POR LOS PERIODOS DE SEIS MESES TERMINADOS AL 30 DE JUNIO DE 2018 Y 2017 (NO AUDITADOS)  
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Nota N°	30.06.2018 (No auditado) MUS\$	30.06.2017 (No auditado) MUS\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		6.081.110	4.703.682
Otros cobros (pagos) por actividades de operación		10.939	15.315
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(4.397.844)	(2.988.829)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(211.413)	(229.328)
Otros pagos por actividades de operación		(1.303.691)	(1.141.470)
Dividendos pagados		-	(2.115)
Dividendos recibidos		5.638	4.612
Intereses pagados		-	(652)
Intereses recibidos		141	664
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(35.128)	(10.146)
Otras entradas de efectivo		<u>18.767</u>	<u>(4.626)</u>
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación		<u>168.519</u>	<u>347.107</u>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Compras de propiedades, planta y equipo	14	(268.642)	(332.687)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		-	11.500
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros		-	(270)
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo		-	17.967
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros		3.350	-
Cobros a entidades relacionadas		-	675
Intereses recibidos		<u>478</u>	<u>1.052</u>
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión		<u>(264.814)</u>	<u>(301.763)</u>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	90.167
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		374.525	141.206
Importes procedentes de Obligaciones con el público		-	261.106
Pagos de préstamos		(150.898)	(396.570)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(20.899)	(16.231)
Intereses pagados		(87.777)	(66.678)
Otras entradas de efectivo		<u>7.820</u>	<u>(1.876)</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		<u>122.771</u>	<u>11.124</u>
Aumento neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		<u>26.476</u>	<u>56.468</u>
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		<u>(10.047)</u>	<u>(7.338)</u>
Aumento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		<u>16.429</u>	<u>49.130</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período		<u>91.496</u>	<u>66.104</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	<u><u>107.925</u></u>	<u><u>115.234</u></u>

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

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS**  
**CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**  
**(En miles de dólares – MUS\$)**



<b>Índice</b>	<b>Página</b>
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	24
5. Estimaciones y juicios contables críticos	28
6. Efectivo y equivalentes al efectivo	30
7. Otros activos financieros corrientes y no corrientes	30
8. Otros activos no financieros corrientes y no corrientes	31
9. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31
10. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	32
11. Inventarios	34
12. Impuestos corrientes, diferidos y beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	35
13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	39
14. Propiedades, planta y equipo	41
15. Activos disponibles para la venta	43
16. Derechos de uso y obligaciones por arrendamiento	44
17. Pérdidas por deterioro y provisiones	46
18. Participaciones en operaciones conjuntas	46
19. Otros negocios	51
20. Propiedades de inversión	53
21. Pasivos financieros	53
22. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	62
23. Otras provisiones	62
24. Provisiones por beneficios a los empleados	63
25. Patrimonio	66
26. Participación no controladora	68
27. Segmentos de negocio	68
28. Ingresos de actividades ordinarias	71
29. Costos de ventas	72
30. Costos de distribución	72
31. Otros gastos, por función	73
32. Costos financieros	73
33. Gastos del personal	73
34. Diferencias de cambio	74
35. Moneda extranjera	74
36. Información sobre medio ambiente	75
37. Juicios y compromisos comerciales	76
38. Garantías comprometidas con terceros	80
39. Ámbito de consolidación	80
40. Hechos posteriores	82

## 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”).

ENAP es una empresa 100% propiedad del Estado de Chile, creada por Ley 9.618 de fecha 19 de junio de 1950 y los domicilios de la Empresa son Avenida Apoquindo 2929 Piso 5, Las Condes, en Santiago y José Nogueira 1101, en Punta Arenas. Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, bajo el N° 783. De acuerdo a lo anterior, la Empresa se encuentra sujeta a las normas y a la fiscalización de la citada Comisión.

ENAP tiene por objeto social la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, también puede participar en sociedades con actividades relacionadas a la energía geotérmica y a la producción, transporte y comercialización de energía y potencia eléctrica.

Con fecha 1 de diciembre de 2017, se modificó el Gobierno Corporativo de ENAP, la Ley 21.025 le otorga un sistema de gobernanza claro a la Empresa, estableciendo con claridad los roles de decisión, supervisión y ejecución de las decisiones de la Empresa. De esta manera, se reduce el número de directores de 8 a 7, y se recoge el primer elemento de recomendación de la OCDE, que significa la exclusión del Ministro de Energía de su integración y la fijación de un modelo profesional y sin representación de gremios.

Asimismo, la Ley establece la necesidad de contar con plan quinquenal de negocios y desarrollo, que es elaborado y preparado por los organismos de dirección y ejecución, para ser presentado a la junta de accionistas. Este deberá ser actualizado anualmente. También la Ley incorpora una capitalización por hasta US\$ 400 millones, recursos que se destinarán a amortizar deuda y necesidades de inversión.

Los estados financieros consolidados intermedios de la Empresa correspondientes al período terminado al 30 de junio de 2018, fueron aprobados por su Honorable Directorio en Sesión Ordinaria celebrada con fecha 31 de julio de 2018.

## 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; también, puede participar en sociedades con actividades relacionadas a la energía geotérmica y a la producción, transporte y comercialización de energía y potencia eléctrica. Sus filiales principales 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. El giro comercial de Enap Refinerías S.A. 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 una sucursal en Ecuador, y filiales en Argentina, Ecuador, Uruguay, además de sus operaciones conjuntas. Por medio de la filial en Uruguay participa en actividades de producción, mediante operaciones conjuntas en Egipto.

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 Comisión para el Mercado Financiero, bajo los números 95 y 187 respectivamente, las cuales son reguladas por la Norma de Carácter General N° 364.

---

### 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 (MUS\$) y se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por ENAP y Filiales. Los Estados financieros consolidados intermedios de la Empresa por el período terminado al 30 de junio de 2018 han sido preparados de acuerdo las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

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 NIIF vigentes al 30 de junio de 2018 y han sido aplicadas de manera uniforme a los ejercicios / períodos comparativos que se presentan en estos estados financieros consolidados intermedios, excepto por la aplicación de NIIF 9 “Instrumentos financieros” a partir del 01 de enero de 2018 (ver nota 3.2, 3.3).

**a. Bases de preparación** – Los presentes estados financieros consolidados intermedios del Grupo ENAP comprenden el estado de situación financiera consolidado al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el estado de resultados integrales, el estado de cambios en el patrimonio y el estado de flujos de efectivo por los períodos terminados por el período de seis y tres meses terminado al 30 de junio de 2018 y 2017.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Grupo ENAP y sus filiales al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos terminados por el período de seis y tres meses terminado al 30 de junio de 2018 y 2017.

Estos estados financieros consolidados intermedios han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto los instrumentos financieros que son medidos a valor razonable, efectivo y los activos adquiridos a través de combinación de negocios, 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.

Con esta fecha se han ajustado los resultados acumulados del año 2017, de acuerdo con Oficio N° 470 de fecha 05 de marzo de 2018, emitido por el Servicio de Impuestos Internos sobre Aplicación de los Nuevos Regímenes Tributarios, estableció que los contribuyentes "Empresas del Estado y sus Filiales" deberán pagar la tasa general de 25% establecida en el artículo 20 de la LIR y no la tasa del 27% de acuerdo a Reforma Tributaria de septiembre de 2014. Esto significó reconocer un menor activo diferido asociado a las diferencias temporarias de las filiales ENAP Refinerías S.A. y Enercon S.A. por US\$ 23.062 con cargo a resultados acumulados de ejercicios anteriores.

**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, después de eliminar las transacciones entre empresas relacionadas.

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

#### **i) Filiales**

Las filiales, son aquellas sociedades controladas por ENAP, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presente los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente.

Las filiales se consolidan a partir de la fecha en que ENAP obtiene control sobre la filial, y cesa cuando ENAP pierde control en la misma. Por lo tanto, los ingresos y gastos de una filial son incluidos en los estados de resultados consolidados desde la fecha que la Empresa obtuvo control de la filial hasta la fecha en que cesa este control.

Utilidades o pérdidas y cada componente de otro resultado integral son atribuidos a los propietarios de la Empresa y a las participaciones no controladoras. El resultado integral total en filiales es atribuido a los propietarios de la Empresa y a las participaciones no controladoras aún si estos resultados en las participaciones no controladoras presentan pérdidas.

Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas contables adoptadas, se modifican las políticas contables de las filiales.

Los saldos de activos, pasivos, patrimonio, ingresos y gastos y flujos de efectivo relativas a transacciones entre las empresas consolidadas se han eliminado en su totalidad, en el proceso de consolidación.

En el siguiente cuadro, se detallan las sociedades filiales directas e indirectas, que han sido consolidadas por ENAP.

Sociedad	Domicilio	Relación con matriz	Porcentaje de participación accionaria	
			30.06.2018	31.12.2017
Enap Refinerías S.A.	Chile	Filial directa	99,98%	99,98%
Enap Sipetrol S.A.	Chile	Filial directa	100,00%	100,00%
Gas de Chile S.A.	Chile	Filial directa	100,00%	100,00%
Ceop Caupolicán y Brotula	Chile	Filial directa	99,00%	-
Ceop Brotula	Chile	Filial directa	99,00%	-
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Petro Servicios Corp. S.A.	Argentina	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Filial indirecta	100,00%	100,00%
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Ecuador	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Energía Concón S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Petropower Energía Ltda.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%

Cambios durante el período 2018:

El 29 de junio de 2018 ENAP compró a PetroMagallanes un 49% de la participación en CEOP Caupolicán. Con esta adquisición la nueva participación en el CEOP Caupolicán es: ENAP 99% (Operador) y PetroMagallanes Operaciones Ltda. 1%. Junto con lo anterior, el acuerdo de compra incluyó la participación en el CEOP Brótula quedando ENAP con el 99% y PetroMagallanes Operaciones Ltda. con el 1% restante. Al 31 de diciembre de 2017 la inversión de CEOP Caupolicán en CEOP se mantenían como operación conjunta.

Cambios durante el ejercicio 2017:

**Petrofaro S.A.**

Con fecha 12 de enero de 2017, Enap Sipetrol Argentina S.A. cedió a YPF S.A. el 50% de la participación de Petrofaro S.A. por MUS\$ 5.355, de esta forma el Grupo pasó a tener control conjunto de dicha sociedad.

**Productora de Diesel S.A.**

Con fecha 19 de diciembre de 2017, ENAP vendió a su filial ENAP Refinerías S.A. 2.219.987 acciones de Productora de Diesel S.A., representativas del 10,00% de participación en el capital social, en MUS\$3.086, equivalentes al valor libro de las acciones. Mediante esta compraventa, la totalidad de las acciones de Productora de Diesel 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.

---

**Petrosul S.A.**

Con fecha 30 de octubre de 2017, ENAP vendió a su filial Enap Refinerías S.A. 1.579 acciones de Petrosul S.A., representativas del 15,79% de participación en el capital social, en MUS\$ 1.786, equivalentes al valor libro de las acciones. Mediante esta compraventa, la totalidad de las acciones de Petrosul S.A., quedaron 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.

**Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.**

Con fecha 29 de diciembre de 2017, S.K. Inversiones Petroquímicas S.A. vendió a Enap Refinerías S.A. 900.000 acciones de Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A., representativas del 90% de participación en el capital social, en MUS\$ 8.514, equivalentes al valor libro de las acciones. Como consecuencia de esta operación, Enap Refinerías S.A. pasó a tener un 95% de participación en Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.. La Matriz ENAP mantiene su participación en un 5%, alcanzando ambas una participación consolidada del 100% sobre dicha sociedad.

**ii) Operación conjunta:** 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.

Ver detalle en Nota de “Participaciones en operaciones conjuntas”.

**c. Combinación de negocios** - La consolidación de las operaciones de la Matriz y de las sociedades filiales, se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. En el caso de que exista una diferencia positiva, entre el valor razonable de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora y el valor razonable de los activos y pasivos de la filial, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de que la diferencia sea negativa la ganancia resultante, se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir estos montos.

Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el grupo informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retroactivamente los importes provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la Administración en dicho momento.

El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.

**d. 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 período dentro de otras partidas financieras.

**e. 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:

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>30.06.2017</b>
	US\$	US\$	US\$
Pesos Chilenos	651,21	614,75	664,29
Pesos Argentinos	28,91	18,57	16,62
Libra Egipcia	17,86	17,74	18,09
Unidad de Fomento	0,02	0,02	0,02
Franco Suizo	0,99	0,97	0,96
EURO	0,86	0,83	0,88

**f. Compensación de saldos y transacciones** - Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos, ni 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 legal, contemplan la posibilidad de compensación y 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 resultados integrales y Estado Consolidado de Situación Financiera.

Los Estados Financieros, no presentan ingresos y gastos netos, en su estado consolidado de resultados integral.

A nivel de saldos en el Estado de Situación Financiera, se han realizado las siguientes compensaciones de partidas:

- Los activos y pasivos por impuestos corrientes se presentan netos a nivel de subsidiaria, cuando ésta tiene derecho legalmente aplicable para compensar activos corrientes tributarios con pasivos corrientes tributarios, cuando los mismos se relacionen con impuestos girados por la misma autoridad tributaria, y ésta permita a la entidad liquidar o recibir un solo pago neto. Por lo mismo, se compensan los activos y pasivos por impuestos diferidos si, y solo si, se relacionan con impuestos a la renta correspondientes a la misma administración tributaria, siempre y cuando la entidad tenga el derecho legalmente aplicable de compensar los activos por impuestos corrientes, con los pasivos por impuestos corrientes.
- En el caso de los instrumentos derivados se presentan netos ya que sus respectivos contratos establecen intercambio por compensación de diferencias, al momento de liquidarse la operación.

**g. 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 mes 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 mes, en el rubro “Diferencias de cambio”.

**h. Propiedades, planta y equipo** - Los bienes de propiedades, planta y equipo son presentadas 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.

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, se consideran como costo de los elementos de propiedades, planta y equipo.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento se imputan a resultados del período en que se producen. Cabe señalar, que algunos elementos de propiedades, planta y equipo del Grupo ENAP requieren revisiones periódicas (mantenciones mayores). 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.

Equipos y repuestos de reserva (stand - by), se reconocen de acuerdo a NIC 16 y se deprecian en la vida útil estimada de los activos. Los repuestos de capital se reconocen de acuerdo a NIC 16 y se deprecian en una vida útil estimada entre 36 a 60 meses. 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 libro.

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.

**i. Exploración y producción de hidrocarburos** - Las operaciones de Exploración y Producción de Hidrocarburos se registran de acuerdo a las normas establecidas en la NIIF 6 “Exploración y Evaluación de Recursos Minerales”.

Los desembolsos 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, los costos originados en la adquisición de participaciones en áreas de exploración se capitalizan a su precio de compra y en caso que no se encuentren reservas, estos valores previamente capitalizados, son registrados como gasto en resultados.
- ii)* 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.
- iii)* 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.
- iv)* 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.
- v)* 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.
- vi)* Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos están calculados, campo por campo y se capitalizan por su valor descontado. 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 del método de unidad de producción, el cual considera la producción del año y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.
- Las inversiones relacionadas en áreas con reservas no probadas o en 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 usando el método de unidades de producción.

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

**j. 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:

	<b>Vida útil (años)</b>
Edificios	Entre 30 y 50
Plantas de refinación y anexas	Entre 10 y 30
Equipos industriales	Entre 10 y 18
Equipos de tecnología de la información	Entre 4 y 6
Instalaciones fijas y accesorios	Entre 10 y 20
Vehículos de motor	7
Mejoras de bienes arrendados - Edificaciones	Entre 5 y 10
Inversiones en exploración y producción	Cuota de agotamiento
Otras propiedades de planta y equipo	Entre 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. Los últimos ajustes en tal sentido se realizaron durante el año 2017, debido a que la Administración identificó indicadores de deterioro en campos petrolíferos Pampa del Castillo – La Guitarra (Argentina) y en Campamento Central Cañadón Perdido, los cuales se detallan en Nota 17.

En caso de deterioro el Grupo ENAP, determina el “valor recuperable” por cada Unidad Generadora de Efectivo mediante la metodología de descontar los flujos futuros en base a una tasa de descuento real antes de impuesto y proyecciones que consideran un horizonte de 5 años más la perpetuidad para la línea R&C y un horizonte de 23 años sin perpetuidad para la línea E&P. El último análisis se realizó en diciembre de 2017, dicho análisis concluyó que las inversiones de la línea R&C y la línea E&P no requieren ajustes adicionales en tal sentido.

**k. Asociadas** - Se consideran entidades asociadas a aquellas sobre las cuales el Grupo ENAP ejerce una influencia significativa, la cual consiste en el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre dichas políticas.

Los resultados, activos y pasivos de una asociada son incorporados en estos estados financieros utilizando el método de la participación. Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas son registradas inicialmente al costo en los estados financieros consolidados intermedios, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde al Grupo, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Cuando la participación de ENAP en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto excede su participación en éstos, la entidad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales. La participación en una asociada o negocio conjunto será el importe en libros de la inversión en la asociada o negocio conjunto determinado según el método de la participación, junto con cualquier participación a largo plazo que, en esencia, forme parte de la inversión neta de la entidad en la asociada o negocio conjunto.

Una inversión se contabilizará utilizando el método de la participación, desde la fecha en que pasa a ser una asociada. En el momento de la adquisición de la inversión cualquier diferencia entre el costo de la inversión y la parte de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada, se contabilizará como plusvalía, y se incluirá en el importe en libros de la inversión. Cualquier exceso de la participación de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada sobre el costo de la inversión, después de efectuar una reevaluación, será reconocida inmediatamente en los resultados integrales.

Cuando la Empresa reduce su participación en una asociada, y continúa usando el método de la participación, los efectos que habían sido previamente reconocidos en otros resultados integrales deberán ser reclasificados a ganancia o pérdida de acuerdo a la proporción de la disminución de participación en dicha asociada.

**l. Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición** – Los activos no corrientes se clasifican como activos mantenidos para la venta si se considera que su importe en libros se recuperará a través de una operación de venta en vez del uso continuado. Esta condición se considera cumplida únicamente cuando la venta es altamente probable, está disponible para su venta inmediata en su condición actual y previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación. El total de dichos activos se presenta registrado en una única línea y valorado al menor importe entre su valor libro y el valor razonable menos los costos de venta.

**m. Deterioro de activos no financieros** – Antes de cierre de año, el Grupo ENAP evalúa si existe algún indicio de que estos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista indicio de deterioro, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del mismo. Cuando sobre una base consistente y razonable de asignación puede ser identificada, los activos corporativos son incluidos en una Unidad Generadora de Efectivo independiente, en caso contrario, estos son asignados al grupo más pequeño dentro de una Unidad Generadora de Efectivo para lo cual una base consistente y razonable de asignación debe ser identificada.

El valor recuperable de un activo es el más alto entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos de caja futuros estimados se descuentan utilizando una tasa de interés antes de impuestos que refleja las valoraciones actuales del mercado respecto al valor temporal del dinero y los riesgos específicos para el activo para los cuales los estimados de flujo de efectivo futuros no se han ajustados. Por otro lado, el valor razonable menos los costos de vender el activo, se determina usualmente para activos operacionales en base a un modelo de caja descontado, considerando una serie de variables tales como, proyección de inversiones, proyecciones de precios.

Si el monto recuperable de un activo (o UGE) es menor que el importe en libros, este último es reducido hasta su monto recuperable. Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en resultados.

Cuando en forma posterior se reversa una pérdida por deterioro, el importe en libros del activo (o UGE) es incrementado hasta una estimación revisada del monto recuperable, de tal manera que el incremento en el importe en libros no exceda el monto en libros que se hubiese determinado si nunca se hubiese reconocido un a pérdida por deterioro para el activo (o UGE) en los años anteriores. El reverso de las pérdidas por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

**n. Instrumentos financieros** – Los activos financieros y pasivos financieros son reconocidos cuando el Grupo se convierte en una parte de las cláusulas contractuales del instrumento.

Los activos financieros y pasivos financieros son medidos inicialmente a valor razonable. Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos financieros y pasivos financieros (distintos de los activos financieros y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados) son agregados o deducidos del valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros, según sea apropiado, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos financieros o pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados son reconocidos inmediatamente en resultados.

#### **i. Activos Financieros**

Todas las compras o ventas convencionales de activos financieros son reconocidas y dadas de baja en la fecha de contratación. Las compras o ventas convencionales de un activo financiero son compras o ventas bajo un contrato cuyas condiciones requieren la entrega del activo durante un periodo que generalmente está regulado o surge de una convención establecida en el mercado correspondiente.

Todos los activos financieros reconocidos son posteriormente medidos en su totalidad, ya sea, a costo amortizado o a valor razonable, dependiendo de la clasificación de los activos financieros.

#### **Clasificación de activos financieros**

Los activos financieros que cumplen las siguientes condiciones son posteriormente medidos a costo amortizado:

- el activo financiero se conserva dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales; y
- las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

Los activos financieros que cumplen las siguientes condiciones son posteriormente medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral (VRCCORI):

- el activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros; y
- las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

Todos los otros activos financieros que no cumplen con las condiciones anteriores son posteriormente medidos a valor razonable con cambios en resultados (VRCCR).

No obstante lo anterior, el Grupo puede realizar las siguientes elecciones irrevocables en el momento del reconocimiento inicial de un activo financiero:

- El Grupo podría irrevocablemente elegir presentar los cambios posteriores en el valor razonable en otro resultado integral para inversiones en instrumentos de patrimonio que, en otro caso, se medirían a valor razonable con cambios en resultados;
- El Grupo podría irrevocablemente designar un activo financiero que cumple los criterios de costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral para medirlo a valor razonable con cambios en resultados si haciéndolo elimina o reduce significativamente una incongruencia de medición o reconocimiento.

#### **Costo amortizado y método del interés efectivo**

El método del interés efectivo es un método que se utiliza para el cálculo del costo amortizado de un activo financiero y para la distribución del ingreso por intereses a lo largo del período correspondiente.

Para los instrumentos financieros distintos de aquellos activos financieros con deterioro de valor crediticio comprados u originados, la tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los cobros de efectivo futuros estimados (incluyendo todas las comisiones y puntos básicos de interés, pagados o recibidos por las partes del contrato, que integren la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y cualquier otra prima o descuento) excluyendo las pérdidas crediticias esperadas, durante la vida esperada del activo financiero, o cuando sea apropiado, un período menor, con respecto al valor en libros bruto de un activo financiero en el momento de su reconocimiento inicial. Para activos financieros con deterioro de valor crediticio comprados u originados, se calcula una tasa de interés efectiva ajustada por calidad crediticia descontando los flujos de efectivo estimados, incluyendo pérdidas crediticias esperadas, al costo amortizado del activo financiero en su reconocimiento inicial.

El costo amortizado de un activo financiero es el importe al que fue medido en su reconocimiento inicial un activo financiero, menos reembolsos del principal, más la amortización acumulada, utilizando el método del interés efectivo, de cualquier diferencia entre el importe inicial y el importe al vencimiento, ajustado por cualquier corrección de valor por pérdidas. Por otro lado, el valor en libros bruto de un activo financiero es el costo amortizado del activo financiero antes de ajustarlo por cualquier corrección de valor por pérdidas.

El ingreso por intereses se reconoce usando el método del interés efectivo para activos financieros medidos a costo amortizado y a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Para los instrumentos financieros distintos de aquellos activos financieros con deterioro de valor crediticio comprados u originados, el ingreso por interés se calcula aplicando la tasa de interés efectiva al valor en libros bruto de un activo financiero, excepto para activos financieros que han convertido posteriormente en activos con deterioro de valor crediticio. Para activos financieros que se convierten posteriormente en activos con deterioro de valor crediticio, el ingreso por intereses es reconocido aplicando la tasa de interés efectiva al costo amortizado del activo financiero. Si, en períodos de reporte posteriores, el riesgo de crédito del instrumento financiero con deterioro de valor crediticio mejora de manera tal que el activo financiero ya no tiene deterioro de valor crediticio, el ingreso por intereses se reconoce aplicando la tasa de interés efectiva al valor en libros bruto del activo financiero.

Para los activos financieros con deterioro de valor crediticio comprados u originados, el Grupo reconoce el ingreso por intereses aplicando la tasa de interés efectiva ajustada por calidad crediticia al costo amortizado del activo financiero desde el reconocimiento inicial. El cálculo no revierte a la base bruta, incluso si el riesgo de crédito del activo financiero mejora posteriormente de modo que el activo financiero ya no tenga deterioro de valor crediticio.

Los ingresos por intereses se reconocen en el estado de resultados y se incluye en la línea “ingresos financieros”.

#### **Activos financieros clasificados a valor razonable con cambios en otro resultado integral (VRCCORI)**

Son inicialmente medidos a su valor razonable más costos de transacción. Posteriormente, los cambios en el valor en libros de estos instrumentos financieros como resultado de pérdidas y ganancias por diferencias de cambio, pérdidas y ganancias por deterioro, e ingresos por intereses calculados usando el método del interés efectivo son reconocidos en resultados. Los importes reconocidos en resultados son los mismos que habrían sido reconocidos en resultados si estos instrumentos financieros hubieran sido medidos a costo amortizado. Todos los otros cambios en el valor en libros de estos instrumentos financieros son reconocidos en otro resultado integral y acumulados en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral” en patrimonio. Cuando estos instrumentos financieros son dados de baja, las ganancias o pérdidas acumuladas previamente reconocidos en otro resultado integral son reclasificadas a resultados.

#### **Instrumentos de patrimonio designados para ser medidos a VRCCORI**

En el reconocimiento inicial, el Grupo puede realizar una elección irrevocable (sobre una base de instrumento por instrumento) para designar inversiones en instrumentos de patrimonio para ser medidas a VRCCORI. La designación como VRCCORI no está permitida, si el instrumento de patrimonio es mantenido para negociar o si es una contraprestación contingente reconocida por una adquirente en una combinación de negocios a la que se le aplica NIIF 3.

Un activo financiero es mantenido para negociar si:

- se compra o se incurre en él principalmente con el objetivo de venderlo en un futuro cercano; o
- en su reconocimiento inicial es parte de una cartera de instrumentos financieros identificados, que el Grupo gestiona conjuntamente y para la cual tiene evidencia de un patrón real reciente de obtención de beneficios a corto plazo; o
- es un derivado (excepto por los derivados que sean un contrato de garantía financiera o hayan sido designados como un instrumento de cobertura eficaz).

Las inversiones en instrumentos de patrimonio medidas a VRCCORI son inicialmente medidas a su valor razonable más costos de transacción. Posteriormente, son medidas a su valor razonable reconociendo las pérdidas y ganancias de cambios en el valor razonable en otro resultado integral y acumuladas en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral” en patrimonio. La ganancia o pérdida acumulada no será reclasificada a resultados al momento de vender los instrumentos de patrimonio, en su lugar, serán transferidas a resultados retenidos.

El Grupo ha designado todas sus inversiones en instrumentos de patrimonio que no sean mantenidas para negociar para ser medidas a VRCCORI en la aplicación inicial de NIIF 9.

Los dividendos sobre estas inversiones en instrumentos de patrimonio son reconocidos en resultados cuando el Grupo tenga derecho a recibir el dividendo, sea probable que el Grupo reciba los beneficios económicos asociados con el dividendo y el importe del dividendo puede ser medido de forma fiable, a menos que el dividendo represente claramente una recuperación de parte del costo de la inversión. Los dividendos son incluidos en la línea “Otros ingresos” en el estado de resultados.

#### **Instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados (VRCCR)**

Los activos financieros que no cumplen el criterio para ser medidos a costo amortizado o a VRCCORI son medidos a VRCCR.

Específicamente:

- Las inversiones en instrumentos de patrimonio son clasificadas para ser medidas a VRCCR, a menos que el Grupo designe un instrumento de patrimonio que no sea mantenido para negociar o una contraprestación contingente originada en una combinación de negocios para ser medido a VRCCORI, en su reconocimiento inicial.
- Los activos financieros que han sido en el momento del reconocimiento inicial designados de forma irrevocable como medido al VRCCR, si tal designación elimina o reduce significativamente una incongruencia de medición o reconocimiento que

surgiría en otro caso de la medición de los activos o pasivos o del reconocimiento de las ganancias y pérdidas de los mismos sobre bases diferentes. El Grupo no ha designado ningún instrumento financiero para ser medido a VRCCR.

Los activos financieros designados como VRCCR son medidos a valor razonable al cierre de cada período de reporte, con las ganancias o pérdidas a valor razonable reconocidas en resultados en la medida que no sean parte de una designada relación de cobertura. La ganancia o pérdida neta reconocida en resultados incluye cualquier dividendo o intereses ganados sobre el activo financiero y es incluida en la línea “ingresos financieros”.

#### **Ganancias y pérdidas por diferencias de cambio**

El valor en libros de los activos financieros que están denominados en una moneda extranjera se determina en esa moneda extranjera y son convertidos al tipo de cambio de cierre de cada período de reporte. Específicamente:

- Para activos financieros medidos a costo amortizado que no sean parte de una relación de cobertura, las diferencias de cambio se reconocen en resultados en la línea “diferencias de cambio”;
- Para activos financieros medidos a VRCCORI que no sean parte de una relación de cobertura, las diferencias de cambio en el costo amortizado del instrumento financiero se reconocerán resultados en la línea “diferencias de cambio”. Otras diferencias de cambio son reconocidas en otro resultado integral en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral”;
- Para activos financieros medidos a VRCCR que no sean parte de una relación de cobertura, las diferencias de cambio se reconocen en resultados en la línea “diferencias de cambio”; y
- Para instrumentos de patrimonio medidos a VRCCORI, las diferencias de cambio son reconocidas en otros resultados integrales en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral”

#### **ii. Deterioro de activos financieros**

El Grupo reconoce una corrección de valor por pérdidas crediticias esperadas (“PCE”) sobre activos financieros que se miden a costo amortizado o a VRCCORI, cuentas por cobrar comerciales, deudores varios y otros deudores. No se reconoce una pérdida por deterioro para inversiones en instrumentos de patrimonio. El importe de las pérdidas crediticias esperadas es actualizado en cada fecha de reporte para reflejar los cambios en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial del correspondiente activo financiero.

El Grupo siempre reconoce PCE durante el tiempo de vida del activo para las cuentas por cobrar comerciales, deudores varios y otros deudores. Las pérdidas crediticias esperadas en estos activos financieros son estimadas usando una matriz de provisiones basado en la experiencia histórica de pérdidas crediticias del Grupo, ajustada por factores que son específicos a los deudores, condiciones económicas generales y una evaluación tanto de la actual, así como también, de la presupuestada dirección de las condiciones en la fecha de reporte, incluyendo el valor del dinero en el tiempo cuando se apropiado.

Para todos los otros instrumentos financieros, El Grupo reconoce PCE durante el tiempo de vida del activo cuando ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial. Si, por otro lado, riesgo de crédito en el instrumento financiero no ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial, El Grupo mide la corrección de valor por pérdidas para ese instrumento financiero a un importe igual a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos doce meses. La evaluación de si deberían ser reconocidas PCE durante el tiempo de vida del activo está basada en aumentos significativos en la probabilidad o riesgo de un incumplimiento que ocurra desde el reconocimiento inicial en lugar de sobre la evidencia de un activo financiero con deterioro de valor crediticio a la fecha de reporte o que ocurra un incumplimiento.

Las PCE durante el tiempo de vida del activo representan las pérdidas crediticias esperadas que resultarán de todos los posibles eventos de incumplimiento durante la vida esperada de un instrumento financiero. En contraste, las PCE esperadas en los próximos doce meses representa la porción de las PCE durante el tiempo de vida del activo que se espera resulten de eventos de incumplimiento sobre un instrumento financiero que sea posible dentro de los 12 meses después de la fecha de reporte.

#### **Aumento significativo en el riesgo de crédito**

Al evaluar si el riesgo de crédito de un instrumento financiero se ha incrementado significativamente desde su reconocimiento inicial, el Grupo compara el riesgo de que ocurra un incumplimiento en el instrumento financiero a la fecha de reporte con el riesgo de que ocurra un incumplimiento en el instrumento financiero a la fecha del reconocimiento inicial. Al realizar esta evaluación, el Grupo considera información cuantitativa y cualitativa que se razonable y sustentable, incluyendo experiencia histórica e

información proyectada que esté disponible sin costo o esfuerzo desproporcionado. La información proyectada considerada incluye las perspectivas futuras de las industrias en las cuales operan los deudores del Grupo, obtenidas de informes de expertos económicos, analistas financieros, organismos gubernamentales, grupos de expertos relevantes y otras organizaciones similares, así como también la consideración de diversas fuentes externas de información económica actual y pronosticada que se relaciona con las operaciones principales del Grupo.

En particular, la siguiente información se tiene en consideración cuando se evalúa si el riesgo de crédito ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial:

- Un deterioro significativo actual o esperado en la clasificación de riesgo interna o externa (si está disponible) del instrumento financiero;
- Un deterioro significativo en los indicadores de mercado externos de riesgo de crédito para un instrumento financiero específico, por ejemplo, un aumento significativo en el margen de crédito, precios del swap de incumplimiento crediticio para el deudor, o la duración o el alcance al cual el valor razonable de un activo financiero ha sido menor que su costo amortizado;
- Cambios adversos actuales o pronosticados en el negocio, condiciones financieras o económicas que se espera ocasionen una disminución significativa en la capacidad del deudor para cumplir con sus obligaciones financieras;
- Un deterioro significativo actual o esperado en los resultados operacionales del deudor;
- Aumentos significativos en el riesgo de crédito sobre otros instrumentos financieros del mismo deudor;
- Cambios adversos significativos actuales o pronosticados en el ambiente regulatorio, económico o tecnológico del deudor que resulten en una disminución significativa en la capacidad del deudor para cumplir sus obligaciones financieras.

Independientemente del resultado de la evaluación anterior, el Grupo presume que el riesgo crediticio de un activo financiero se ha incrementado significativamente desde el reconocimiento inicial, cuando los pagos contractuales se atrasen por más de 30 días, a menos que el Grupo tenga información razonable y sustentable para demostrar lo contrario.

No obstante lo anterior, el Grupo asume que el riesgo crediticio de un instrumento financiero no ha aumentado significativamente desde su reconocimiento inicial si se determina que el instrumento financiero tiene un bajo riesgo crediticio a la fecha de reporte. Se determina que un instrumento financiero tiene un riesgo crediticio bajo si: (i) el instrumento financiero tiene un riesgo bajo de incumplimiento; (ii) el deudor tiene una capacidad robusta para cumplir sus obligaciones contractuales de flujos de efectivo en el corto plazo; y (iii) los cambios adversos en las condiciones económicas y de negocios en el largo plazo podrían, pero no necesariamente, reducirán la capacidad del deudor para cumplir sus obligaciones contractuales de flujos de efectivo. El Grupo considera que un activo financiero tiene un riesgo crediticio bajo cuando tiene una clasificación crediticia interna o externa de “grado de inversión” de acuerdo con la definición globalmente entendida de riesgo crediticio.

Para compromisos de préstamo y contratos de garantía financiera, la fecha en que el Grupo pasa a ser una parte del compromiso irrevocable se considera la fecha del reconocimiento inicial a efectos de aplicar los requerimientos de deterioro de valor. Al evaluar si ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde su reconocimiento inicial de un compromiso de préstamo, el Grupo considera los cambios en el riesgo de que ocurra un incumplimiento del préstamo con el que se relaciona el compromiso de préstamo; para contratos de garantía financiera, el Grupo considera los cambios en el riesgo de que el deudor especificado incumpla el contrato.

El Grupo monitorea regularmente la efectividad de los criterios utilizados para identificar si ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio y los modifica según sea apropiado para asegurar que los criterios sean capaces de identificar un aumento significativo en el riesgo crediticio antes que el importe pase a estar moroso.

### **Definición de incumplimiento**

El Grupo considera lo siguiente como constituyente de un evento de incumplimiento para propósitos de la administración interna del riesgo crediticio, dado que la experiencia histórica indica que las cuentas por cobrar que cumplen cualquiera de los siguientes criterios son generalmente no recuperables.

- Cuando existe un incumplimiento de las restricciones financieras de la contraparte; o
- Información desarrollada internamente u obtenida de recursos externos indica que es improbable que el deudor pague a sus acreedores, incluyendo a el Grupo, en su totalidad (sin tomar en consideración alguna garantía mantenida por el Grupo).

Independientemente del análisis anterior, el Grupo considera que ha ocurrido un incumplimiento cuando un activo financiero está en mora por más de 90 días, a menos que el Grupo tenga información razonable y sustentable para demostrar que un criterio de incumplimiento más aislado es más apropiado.

#### **Activos financieros con deterioro de valor crediticio**

Un activo financiero está con deterioro de valor crediticio cuando han ocurrido uno o más eventos que tienen un impacto perjudicial sobre los flujos de efectivo futuros estimados de ese activo financiero. Evidencias de que un activo financiero está con deterioro de valor crediticio incluyen información observable sobre los sucesos siguientes:

- a) dificultades financieras significativas del emisor o del deudor;
- b) una infracción del contrato, tal como un incumplimiento o un suceso de mora;
- c) el prestamista del deudor por razones económicas o contractuales relacionadas con dificultades financieras del deudor, le ha otorgado a éste concesiones o ventajas que no le habría facilitado en otras circunstancias;
- d) se está convirtiendo en probable que el deudor entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- e) la desaparición de un mercado activo para el activo financiero en cuestión, debido a dificultades financieras.

#### **Política de castigo**

El Grupo castiga un activo financiero cuando existe información que indica que la contraparte está en dificultades financieras severas y no existe una perspectiva realista de recuero, por ejemplo, cuando la contraparte ha sido puesta en liquidación o ha entrado en procedimientos de bancarota, o en el caso de cuentas comerciales por cobrar, cuando los importes han estado morosos por más de dos años, lo primero que ocurra primero. Los activos financieros castigados podrían todavía estar sujetos a actividades de cumplimiento bajo los procedimientos de recuero del Grupo, teniendo en consideración asesoría legal cuando fuere apropiado. Cualquier recuero realizado se reconoce en resultados.

#### **Medición y reconocimiento de pérdidas crediticias esperadas**

La medición de las pérdidas crediticias esperadas es una función de la probabilidad de incumplimiento, la severidad (es decir, la magnitud de la pérdida si existe un incumplimiento) y la exposición al incumplimiento. La evaluación de la probabilidad de incumplimiento y la severidad está basada en datos históricos ajustados por información futura como se describió anteriormente. En cuanto a la exposición al incumplimiento para activos financieros, esta está representada por el valor en libros bruto de los activos a la fecha de reporte; para compromisos de préstamos y contratos de garantía financiera, la exposición incluye el importe que se dispondrá en el futuro en la fecha de incumplimiento determinada sobre la base de tendencias históricas, el entendimiento del Grupo de las específicas necesidades financieras futuras de los deudores, y otra información futura relevante.

Para los activos financieros, la pérdida crediticia esperada se estima como la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se adeudan al Grupo en conformidad con el contrato y todos los flujos de efectivo que el Grupo espera recibir, descontados a la tasa de interés efectiva original.

Para un contrato de garantía financiera, ya que el Grupo está obligado a realizar pagos solamente en el evento de un incumplimiento por parte del deudor en conformidad con las cláusulas del instrumento que está garantizado, las insuficiencias de efectivo son pagos esperados a reembolsar al tenedor por una pérdida crediticia en la que incurre menos los importes que el Grupo espera recibir del tenedor, el deudor o un tercero.

Para compromisos de préstamos sin utilizar, una pérdida crediticia es el valor presente de la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales que se deben a el Grupo si el tenedor del compromiso de préstamo dispone del préstamo; y los flujos de efectivo que el Grupo espera recibir si dispone del préstamo.

Cuando la PCE durante el tiempo de vida del activo se mide sobre una base colectiva para atender los casos en que la evidencia de aumentos significativos en el riesgo crediticio a nivel de instrumento individual puede no estar aún disponible, los instrumentos financieros se agrupan de la siguiente manera:

- Naturaleza de los instrumentos financieros (es decir, las cuentas comerciales, deudores varios, otros deudores del Grupo son cada uno evaluados como un grupo separado. Los préstamos a partes relacionadas son evaluados por pérdidas crediticias esperadas sobre una base individual);
- Estatus de morosidad;

- Naturaleza, tamaño e industria de los deudores;
- Naturaleza de las garantías por cuentas por cobrar por arrendamientos; y
- Clasificaciones crediticias externas si estuvieren disponibles.

La agrupación es revisada regularmente por la administración para asegurarse que los integrantes de cada grupo continúen compartiendo similares características de riesgo crediticio.

Si el Grupo ha medido la corrección de valor por pérdidas para un instrumento financiero a un importe equivalente a las PCE durante el tiempo de vida del activo en el período de reporte anterior, pero determina en el período de reporte actual que las condiciones para PCE durante el tiempo de vida del activo ya no se cumplen, el Grupo mide la corrección de valor por pérdidas a un importe equivalente a la PCE de los próximos doce meses a la fecha de reporte actual.

El Grupo reconoce una ganancia o pérdida por deterioro de valor en resultados para todos los instrumentos financieros con un correspondiente ajuste a su valor en libros a través de una cuenta de corrección de valor por pérdidas, excepto para los instrumentos financieros que son medidos a VRCCORI, para los cuales la corrección de valor se reconoce en otros resultados integrales y se acumula en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral”, y no reduce el valor en libros del activo financiero en el estado de situación financiera.

#### **Baja en cuentas de activos financieros**

El Grupo da de baja un activo financiero solamente cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiera el activo financiero y sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo a un tercero. Si el Grupo no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y continúa controlando el activo transferido, el Grupo reconoce su interés retenido en el activo y un pasivo asociado por los importes que podría tener que pagar. Si el Grupo retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, el Grupo continúa reconociendo el activo financiero y también reconoce un préstamo garantizado por los importes recibidos.

Al dar de baja un activo financiero medido a costo amortizado, la diferencia entre el valor en libros del activo y la sumatoria de la consideración recibida y por recibir se reconoce en resultados. Adicionalmente, al dar de baja una inversión en un instrumento de deuda clasificado a VRCCORI, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral” es reclasificada a resultados. En contrario, al dar de baja una inversión en un instrumento de patrimonio el cual el Grupo a elegido en el reconocimiento inicial medirlo a VRCCORI, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en la “Reserva de ganancias y pérdidas sobre activos financieros medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral” no es reclasificada a resultados, pero es transferida a resultados retenidos.

### **iii. Pasivos financieros e instrumentos de patrimonio**

#### **Clasificación como deuda o patrimonio**

Los instrumentos de deuda y patrimonio emitidos por una entidad del Grupo se clasifican como pasivos financieros o como patrimonio de conformidad con la sustancia del acuerdo contractual y las definiciones de pasivo financiero e instrumento de patrimonio.

#### **Instrumentos de patrimonio**

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que evidencie un interés residual en los activos de una entidad después de deducir todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por una entidad del Grupo se reconocen por los importes recibidos, neto de los costos directos de emisión.

#### **Pasivos financieros**

Todos los pasivos financieros son posteriormente medidos a costo amortizado usando el método de interés efectivo o a VRCCR.

---

### **Pasivos financieros medidos a VRCCR**

Los pasivos financieros se clasifican al VRCCR cuando el pasivo financiero es (i) una contraprestación contingente que sería ser pagada por el adquirente como parte de una combinación de negocios a la que se aplica IFRS 3, (ii) mantenido para negociar, o (iii) se designa a VRCCR.

Un pasivo financiero se clasifica como mantenido para negociar si:

- se compra o se incurre en él principalmente con el objetivo de venderlo en un futuro cercano; o
- en su reconocimiento inicial es parte de una cartera de instrumentos financieros identificados, que el Grupo gestiona conjuntamente y para la cual tiene evidencia de un patrón real reciente de obtención de beneficios a corto plazo; o
- es un derivado, excepto por los derivados que sean un contrato de garantía financiera o hayan sido designados como un instrumento de cobertura eficaz.

Un pasivo financiero distinto a un pasivo financiero mantenido para negociar o contraprestación contingente que sería pagada por el adquirente como parte de una combinación de negocios puede ser designado como VRCCR al momento del reconocimiento inicial si:

- Tal designación elimina o reduce significativamente alguna incongruencia en la medición o en el reconocimiento que de otra manera surgiría; o
- El pasivo financiero forma parte de un grupo de activos financieros o pasivos financieros o ambos, el cual se administra y evalúa sobre la base de su valor razonable, de acuerdo con la documentada estrategia de inversión o de administración del riesgo del Grupo, y se provea internamente información sobre ese grupo, sobre la base de su valor razonable; o
- Forme parte de un contrato que contenga uno o más instrumentos derivados implícitos, y NIIF 9 permita que la totalidad del contrato sea designado como a VRCCR.

Los pasivos financieros a VRCCR se registran a valor razonable, reconociendo cualquier ganancia o pérdida surgida en los cambios del valor razonable en el estado de resultados en la medida que no sean parte de una designada relación de cobertura. La ganancia o pérdida neta reconocida en resultados incluye cualquier interés obtenido sobre el pasivo financiero y se incluye en la partida de 'ingresos/costos financieros' en el estado de resultados.

Sin embargo, para pasivos financieros designados a VRCCR, el importe del cambio en el valor razonable del pasivo financiero que es atribuible a cambios en el riesgo crediticio de ese pasivo se reconocen en otros resultados integrales, a menos que el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo crediticio del pasivo en otros resultados integrales crearía o incrementaría una asimetría contable en resultados. El importe remanente del cambio en el valor razonable del pasivo se reconoce en resultados. Los cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo crediticio de un pasivo financiero que son reconocidos en otros resultados integrales no son posteriormente reclasificados a resultados; en su lugar, son transferidos a resultados retenidos una vez dado de baja el pasivo financiero.

Las pérdidas o ganancias sobre contratos de garantía financiera o compromisos de préstamos emitidos por el Grupo que sean designados por el Grupo para ser medidos a VRCCR se reconocen en resultados.

### **Pasivos financieros medidos posteriormente a costo amortizado**

Los pasivos financieros que no sean (1) una contraprestación contingente de un adquirente en una combinación de negocios; (2) mantenidos para negociar; o (3) designados a VRCCR, son posteriormente medidos a costo amortizado usando el método del interés efectivo.

El método del interés efectivo es un método que se utiliza para el cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y para la distribución del gasto por intereses a lo largo del período correspondiente. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los pagos de efectivo futuros estimados (incluyendo todas las comisiones y puntos básicos de interés, pagados o recibidos, que integren la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y cualquier otra prima o descuento) durante la vida esperada del pasivo financiero, o cuando sea apropiado, un período menor, al costo amortizado de un pasivo financiero.

---

### **Contratos de garantía financiera**

Un contrato de garantía financiera es un contrato que requiere que el emisor efectúe pagos específicos para reembolsar al tenedor la pérdida en la que incurre cuando un deudor específico incumpla su obligación de pago a su vencimiento, de acuerdo con las condiciones, originales o modificadas, de un instrumento de deuda.

Los contratos de garantía financiera emitidos por una entidad del Grupo son inicialmente medidos a valor razonable y, si no es designado a VRCCR y no se origina de la transferencia de un activo financiero, son posteriormente medidos al importe mayor entre:

- El importe determinado de la corrección de valor por pérdidas de acuerdo con NIIF 9 (ver o.2); y
- El importe reconocido inicialmente menos, cuando se apropiado, el importe acumulado de ingresos reconocidos de acuerdo con las políticas de reconocimiento de ingresos.

### **Ganancias y pérdidas por diferencias de cambio**

Para pasivos financieros que están denominados en una moneda extranjera y son medidos a costo amortizado al cierre de cada período de reporte, las ganancias y pérdidas por diferencias de cambio se determinan sobre la base del costo amortizado de los instrumentos. Estas ganancias o pérdidas por diferencias de cambio se reconocen en resultados en la línea “diferencias de cambio”, para pasivos financieros que no formen parte de una designada relación de cobertura.

El valor razonable de los pasivos financieros denominados en una moneda extranjera se determina en esa moneda extranjera y son convertidos al tipo de cambio de cierre de cada período de reporte. Para pasivos financieros que son medidos a VRCCR, el componente de diferencia de cambio forma parte de las ganancias o pérdidas por valor razonable y se reconocen en resultados para pasivos financieros que no sean parte de una relación de cobertura.

### **Baja en cuentas de pasivos financieros**

El Grupo da de baja los pasivos financieros si, y solo si, las obligaciones del Grupo se cumplen, cancelan o han expirado. La diferencia entre el valor en libros del pasivo financiero dado de baja y la contraprestación pagada y por pagar se reconoce, incluyendo cualquier activo transferido diferente del efectivo o pasivo asumido, se reconoce en resultados.

### **iv. Instrumentos financieros derivados**

El Grupo utiliza una variedad de instrumentos financieros derivados para manejar su exposición a los riesgos de volatilidad en tasas de interés y tipos de cambio, incluyendo contratos forward de moneda extranjera y swaps de tasa de interés. En la Nota de “Pasivos financieros” se incluye una explicación más detallada sobre los instrumentos financieros derivados.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable a la fecha en que se suscribe el contrato del derivado y posteriormente son remedidos a su valor razonable al cierre de cada periodo de reporte. La ganancia o pérdida resultante se reconoce inmediatamente en resultados, a menos que el derivado esté designado y sea efectivo como un instrumento de cobertura, en cuyo caso la oportunidad del reconocimiento en resultados dependerá de la naturaleza de la relación de cobertura.

### **Derivados implícitos**

Los derivados implícitos en contratos anfitriones que no sean activos financieros dentro del alcance de NIIF 9 son tratados como derivados separados cuando cumplen la definición de un derivado, sus riesgos y características no están relacionados estrechamente con los correspondientes a los contratos anfitriones y los contratos anfitriones no son medidos a VRCCR. Los derivados implícitos en contratos híbridos que contienen un anfitrión dentro del alcance de NIIF 9 no son separados. El contrato híbrido en su totalidad se clasifica y mide posteriormente ya sea a costo amortizado o a VRCCR, según sea apropiado.

### **v. Contabilidad de cobertura**

El Grupo designa ciertos derivados como instrumentos de cobertura con respecto al riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de commodity de crudo ICE Brent, ya sea como coberturas de valor razonable o coberturas de flujo de efectivo, según sea apropiado. La cobertura del riesgo de tipo de cambio de un compromiso en firme se contabiliza como cobertura de flujos de efectivo.

Al inicio de la relación de cobertura, el Grupo documenta la relación entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, así como también los objetivos de la administración de riesgos y su estrategia para llevar a cabo diversas transacciones de cobertura. Adicionalmente, al inicio de la cobertura y sobre una base continua, el Grupo documenta si el instrumento de cobertura es efectivo para compensar los cambios en el valor razonable o los flujos de efectivo de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto, lo cual es cuando la relación de cobertura cumple los siguientes requerimientos de eficacia:

- existe una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura;
- el efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que resultan de esa relación económica; y
- la razón de cobertura de la relación de cobertura es la misma que la procedente de la cantidad de la partida cubierta que el Grupo actualmente cubre y la cantidad del instrumento de cobertura que la entidad actualmente utiliza para cubrir dicha cantidad de la partida cubierta.

Si una relación de cobertura deja de cumplir el requerimiento de eficacia de la cobertura relativo a la razón de cobertura, pero el objetivo de gestión de riesgos para esa relación de cobertura designada se mantiene invariable, el Grupo ajustará la razón de cobertura de la relación de cobertura (a esto se hace referencia en NIIF 9 como “reequilibrio de la relación de cobertura”) de forma que cumpla de nuevo con los criterios requeridos.

El Grupo designa la totalidad del cambio en el valor razonable de un contrato forward (es decir, incluyendo los elementos del forward) como un instrumento de cobertura para todas sus relaciones de cobertura que involucran contratos forward.

#### **Coberturas de valor razonable - (time spread swap – Inventario)**

Los cambios en el valor razonable de instrumentos de cobertura se reconocen en resultados excepto cuando el instrumento de cobertura cubre un instrumento de patrimonio designado para ser medido a VRCCORI en cuyo caso los cambios en el valor razonable se reconocen en otros resultados integrales.

El valor en libros de una partida cubierta (riesgo de commodity de crudo ICE Brent, que forma parte del inventario de materia prima y productos) que no haya medido a su valor razonable es ajustado por el cambio en el valor razonable atribuible al riesgo cubierto con un correspondiente efecto en resultados. Para activos financieros medidos a VRCCORI, el importe en libros no es ajustado dado que ya está a valor razonable, pero la ganancia o pérdida por la cobertura se reconoce en resultados en lugar de otro resultado integral. Cuando la partida cubierta es un instrumento de patrimonio designado a VRCCORI, la ganancia o pérdida de la cobertura permanece en otro resultado integral para coincidir con la del instrumento de cobertura.

Cuando las ganancias o pérdidas por cobertura son reconocidas en resultados, éstas son reconocidas en la misma línea que la de la partida cubierta.

El Grupo discontinúa la contabilidad de cobertura solamente cuando la relación de cobertura (o una parte de ella) deja de cumplir los requisitos de clasificación (después de reequilibrar la relación de cobertura, si es aplicable). Esto incluye instancias cuando el instrumento de cobertura expira o es vendido, terminado o ejercido. La discontinuación se contabiliza prospectivamente. El ajuste de valor razonable al valor en libros de la partida cubierta que se origina por el riesgo cubierto es amortizado en resultados desde esa fecha.

#### **Coberturas de flujo de efectivo - (cross currency swap – tipo de cambio y tasa de interés)**

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados y otros calificados instrumentos de cobertura que se designan y califican como coberturas de flujo de efectivo se reconoce en otros resultados integrales y se acumulan en la línea “Reserva de coberturas de flujo de efectivo” en patrimonio, limitada a el cambio acumulado en el valor razonable de la partida cubierta desde el inicio de la cobertura. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva del instrumento de cobertura, se reconoce inmediatamente en resultados, y se incluye en el rubro “otras ganancias (pérdidas)”.

Los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales y acumulados en patrimonio se reclasifican a resultados en los periodos en los que la partida cubierta se reconoce en resultados, en el mismo rubro de la partida cubierta reconocida. Sin embargo, cuando una transacción pronosticada da lugar al reconocimiento de un activo no financiero o un pasivo no financiero, las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en otros resultados integrales y acumuladas en patrimonio, son eliminadas de patrimonio y se incluyen directamente en el costo inicial del activo no financiero o del pasivo no financiero. Esto no es un ajuste por reclasificación y, por lo tanto, no afecta los otros resultados integrales. Adicionalmente, si el Grupo espera que parte o la totalidad de la pérdida acumulada en otros resultados integrales no será recuperada en el futuro, ese importe se reclasifica inmediatamente a resultados.

El Grupo discontinúa la contabilidad de cobertura solamente cuando la relación de cobertura (o una parte de ella) deja de cumplir los requisitos de clasificación (después de reequilibrar la relación de cobertura, si es aplicable). Esto incluye instancias cuando el instrumento de cobertura expira o es vendido, terminado o ejercido. La discontinuación se contabiliza prospectivamente. Cualquier

ganancia o pérdida reconocida en otro resultado integral y acumulada en patrimonio hasta esa fecha permanece en patrimonio y es reconocida cuando la transacción pronosticada es finalmente reconocida en resultados. Cuando ya no se espera que la transacción pronosticada ocurra, la ganancia o pérdida acumulada en patrimonio, se reconoce inmediatamente en resultados.

**o. Reconocimiento de ingresos** – Los ingresos son reconocidos por el Grupo ENAP, considerando el precio establecido en la transacción para el cumplimiento de cada una de las obligaciones de desempeño. El Grupo ENAP reconoce el ingreso cuando se ha dado cumplimiento a las obligaciones de desempeño para la transferencia al cliente de los bienes y servicios comprometidos. A continuación, se describen las principales actividades por cada segmento de negocio, a partir del cual el Grupo genera sus principales ingresos. Para más detalle ver Nota de “segmentos de negocio”.

#### Segmento R&C:

La generación de ingresos ordinarios en la línea de negocio R&C proviene principalmente de la venta de sus productos refinados. Esto generalmente ocurre cuando el cliente obtiene el control de los bienes vendidos o suministrados, y no hay obligaciones de desempeño no separables pendientes de cumplirse. Las ventas de productos refinados, se realizan generalmente al amparo de contratos anuales, los cuales establecen acuerdos para ambas partes incluyendo un cronograma de entregas mensual, tolerancias operativas y multas de no cumplimiento. El momento en que un cliente obtiene el control, ocurre para las entregas de tanque a tanque, en el instante en que los productos pasan por el flange a la entrada de las instalaciones de la Planta del Comprador y en caso de entregas de tanque a oleoducto, en el flange de salida de la planta del Vendedor, en ambos casos el flange es el punto donde ocurre la entrega de los productos, transferencia de título y riesgo al cliente. No hay componentes financieros, debido a que la venta es realizada con un periodo promedio de cobro de menos de un mes. El cual está de acuerdo a prácticas normales de mercado.

#### Segmento E&P:

La generación de ingresos ordinarios en la línea de negocio E&P proviene principalmente de la venta de petróleo crudo y gas natural. Esto ocurre cuando el cliente obtiene el control de los bienes vendidos o suministrados, y no hay obligaciones de desempeño no separables pendientes de cumplirse. Las ventas de petróleo y gas, se realizan generalmente al amparo de contratos anuales o contratos de venta “spot”, los cuales establecen acuerdos para ambas partes (por ejemplo, el cálculo del precio de venta usualmente se basa en bases de precios internacionales; descuentos asociados a la calidad del producto o “bonos”; programación de entrega; multas en caso de incumplimientos). El momento en que un cliente obtiene el control es cuando los productos son entregados en el lugar indicado, de acuerdo a las condiciones pactadas, en las ventas por medio de ductos se produce con la entrega en la unidad de medición, y en el caso de terminales marítimas con la desconexión de la manguera de carga, en todos los casos inspectores certifican la entrega. No hay componentes financieros, debido a que la venta es realizada con un periodo promedio de cobro de 60 días. El cual está de acuerdo a prácticas normales de mercado, los riesgos de pérdida han sido transferidos al cliente y este ha aceptado los productos. No hay componentes financieros, debido a que la venta es realizada con un periodo promedio de cobro reducido. El cual está de acuerdo a prácticas normales de mercado.

#### Segmento G&E:

La generación de ingresos ordinarios en la línea de negocio G&E proviene principalmente de la venta de gas natural licuado (GNL), a través, de oleoductos a sus clientes industriales y de generación eléctrica. Esto ocurre cuando el cliente obtiene el control de los productos, y no hay obligaciones de desempeño no separables pendientes de cumplirse. Las ventas de GNL, se realizan al amparo de contratos de venta, los cuales establecen acuerdos para ambas partes (por ejemplo, precio; cantidad; programación anual de entrega; multas en caso de incumplimientos). El momento concreto en que un cliente obtiene el control, toma lugar cuando los productos han sido enviados punto de entrega, el cual corresponde a la estación de recepción Quillota para clientes Santiago y estación de recepción en Panta Satélite de Regasificación de ENAP en Pemuco para clientes zona Sur. No hay componentes financieros, debido a que la venta es realizada con un periodo promedio de cobro de 15 días promedio. El cual está de acuerdo a prácticas normales de mercado.

#### Otros ingresos operacionales:

- i) Ingresos por dividendos: Los dividendos son reconocidos por el Grupo Enap, cuando el derecho a recibir el pago queda establecido.
- ii) Ingresos por intereses: Los intereses se reconocen usando el método de tasa de interés efectiva.

**p. Inventarios** – 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 período menos todos los costos estimados de terminación y los costos que serán incurridos en los procesos de comercialización, ventas y distribución.

En el caso que el costo de materia prima sea parte de la partida cubierta de una estrategia de cobertura del valor razonable, la ganancia o pérdida asociada al riesgo de precio cubierto, forma parte del costo del inventario.

**q. 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 período, son cargados a resultados en el período/período en que se devengan. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen en la cuenta “Reservas actuariales en planes de beneficios definidos”, dentro del rubro “Otras reservas” de patrimonio.

Las obligaciones por concepto de indemnizaciones por años de servicios a todo evento, 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 nominales de salarios futuros. Para determinar dicho cálculo el 30 de junio de 2018, se ha utilizado una tasa de descuento nominal del 6,02% anual (6,02% anual al 31 de diciembre de 2017).

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.

**r. 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 cierre para reflejar la mejor estimación existente a ese momento.

**s. 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 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”. 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 (patrimonio) o proviene de una combinación de negocios. Cuando el impuesto diferido nace producto de una combinación de negocio, es contabilizado en Otros resultados integrales, directamente en resultados o con contrapartida en la plusvalía mercantil, respectivamente.

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 período, 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.

**t. Arrendamientos** – El grupo ha aplicado la adopción anticipada de la NIIF 16 “arrendamientos”, para lo cual midió los pasivos por arrendamiento y los activos de derecho de uso sobre activos subyacentes en los arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos por referencia a los pagos del arrendamiento por el resto del plazo del contrato de arrendamiento usando la opción de registrar el activo en un monto igual al pasivo según lo permitido por NIIF16: C8 (b); y también determinó la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial (1 de enero de 2017) de acuerdo con el plazo del arrendamiento y la naturaleza del activo de derecho de uso; los activos de derecho de uso registrados a la fecha de aplicación inicial van a incurrir en gastos de amortización a través del período del contrato o la vida útil del activo, el que sea menor.

**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 compromisos medioambientales establece que cuando estos forman parte de un proyecto de inversión se activan como parte del proyecto, y cuando no forman parte de un proyecto de inversión se reconocen con cargo a resultados del período.

**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 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 período, 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\$ 1.303.072 por el pago de impuestos específicos a los combustibles en la filial Enap Refinerías S.A., correspondientes al periodo de enero a junio de 2018 (MUS\$ 1.145.505 por el periodo de enero a junio de 2017).
- 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.

Los cambios en los pasivos que surgen de actividades de financiación se muestran en el siguiente cuadro de conciliación:

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al	Flujos de efectivo de financiamiento		Cambios que no representan flujos de efectivo				Saldo al
	01/01/2018 (1)	Provenient	Utilizados	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Otros cambios (2)	Otros Flujos (3)	30/06/2018 (1)
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Préstamos bancarios (Nota 23.b.ii)	814.192	374.525	(150.898)	-	-	6.214	-	1.044.033
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 23.b.iii)	3.624.545	-	-	-	(42.079)	8.780	-	3.591.246
Pasivo por arrendamiento (Nota 18 y Nota 23.b.iv)	131.027	-	(20.899)	-	-	(1)	-	110.127
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 23.a)	79.825	7.820	-	(29.707)	73.968	54.674	(98.044)	88.536
<b>Total</b>	<b>4.649.589</b>	<b>382.345</b>	<b>(171.797)</b>	<b>(29.707)</b>	<b>31.889</b>	<b>69.667</b>	<b>(98.044)</b>	<b>4.833.942</b>

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente

(2) Incluye devengamiento de intereses

(3) Las liquidaciones por coberturas de crudo y productos son incorporadas en el Flujo de efectivo utilizados en actividades de operación.

### 3.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes NIIF, Enmiendas a NIIF e Interpretaciones han sido adoptadas en estos estados financieros:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, <i>Instrumentos Financieros</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones (enmiendas a NIIF 2)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Aplicación NIIF 9 “Instrumentos Financieros” con NIIF 4 “Contratos de Seguro” (enmiendas a NIIF 4)	Enfoque de superposición efectivo cuando se aplica por primera vez la NIIF 9. Enfoque de aplazamiento efectivo para períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018, y sólo disponible durante tres años después de esa fecha.
Transferencias de propiedades de Inversión (enmiendas a NIC 40)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (enmiendas a NIIF 1 y NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Marco Conceptual para la Información Financiera Revisado	Efectivo desde su publicación en Marzo 29, 2018
Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 22 Operaciones en moneda extranjera y consideración anticipada	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.

La aplicación de NIIF 9 no ha tenido efecto en los montos reportados en estos estados financieros consolidados intermedios, excepto, en lo referente al capítulo “contabilidad de coberturas”, ya que el Grupo a partir de 1 de enero de 2018, aplica el criterio de “Cobertura del valor razonable” para las coberturas de Time Spread Swap, (tratamiento de “cobertura de flujo de efectivo” bajo NIC 39), tal como se indica en Nota 3.3.

b) Normas, Enmiendas e Interpretaciones que han sido emitidas pero su fecha de aplicación aún no está vigente:

<b>Nuevas NIIF</b>	<b>Fecha de aplicación obligatoria</b>
NIIF 17, <i>Contratos de Seguros</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021
<b>Enmiendas a NIIF</b>	<b>Fecha de aplicación obligatoria</b>
Venta o Aportación de activos entre un Inversionista y su Asociada o Negocio Conjunto (enmiendas a NIIF 10 y NIC 28)	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente
Características de prepago con compensación negativa (enmiendas a NIIF 9)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Participaciones de largo plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos (enmiendas a NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Mejoras anuales ciclo 2015-2017 (enmiendas a NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Modificaciones al plan, reducciones y liquidaciones (enmiendas a NIC 19)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Marco Conceptual para el Reporte Financiero Revisado	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020
<b>Nuevas Interpretaciones</b>	<b>Fecha de aplicación obligatoria</b>
CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019

La administración está evaluando el impacto de la aplicación de NIIF 17, CINIIF 23, sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de los efectos que estas normas tendrán hasta que la administración realice una revisión detallada.

### 3.3 Adopción de Norma Internacional de Información Financiera N° 9 “Instrumentos financieros”.

La NIIF 9 entró en vigor a contar del 1 de enero de 2018, en reemplazo de la NIC 39, y su aplicación no ha generado impactos significativos en los estados financieros consolidados intermedios de ENAP, excepto por la aplicación de contabilidad de coberturas del valor justo en lugar de coberturas de flujo de caja asociado a los instrumentos Time Spread Swap. El Grupo llevó cabo una evaluación de los tres aspectos de la norma y de su impacto en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo, el cual se resume como sigue:

#### (i) Clasificación y medición

La NIIF 9 introdujo un nuevo enfoque de clasificación para los activos financieros, basado en dos conceptos: las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero y el modelo de negocio de la empresa. Bajo este nuevo enfoque se sustituyeron las cuatro categorías de clasificación de la NIC 39 por las tres categorías siguientes:

- costo amortizado, si los activos financieros se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es obtener flujos de efectivo contractuales;
- valor razonable con cambios en otro resultado integral, si los activos financieros se mantienen en un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros; o
- valor razonable con cambios en resultados, categoría residual que comprende los instrumentos financieros que no se mantienen bajo uno de los dos modelos de negocio indicados anteriormente, incluyendo aquellos mantenidos para negociar y aquellos designados a valor razonable en su reconocimiento inicial.

Respecto a los pasivos financieros, la NIIF 9 conserva en gran medida el tratamiento contable previsto en la NIC 39, realizando modificaciones limitadas, bajo el cual la mayoría de estos pasivos se miden a costo amortizado, permitiendo designar un pasivo financiero a valor razonable con cambios en resultados, si se cumplen ciertos requisitos.

No obstante, la norma introdujo nuevas disposiciones para los pasivos designados a valor razonable con cambios en resultados, en virtud de las cuales, en ciertas circunstancias, los cambios en el valor razonable relacionados con la variación del “riesgo de crédito propio” se reconocerán en otro resultado integral.

Con base en la evaluación realizada, el Grupo ha determinado que los nuevos requerimientos de clasificación no tienen un impacto sobre la contabilización de sus activos financieros. Los préstamos y cuentas por cobrar se mantienen para obtener los flujos de efectivo contractuales que representan únicamente pago de principal e intereses, por lo tanto, cumplen los criterios para ser medidos a costo amortizado bajo NIIF 9. Las inversiones en instrumentos de patrimonio clasificadas como disponibles para la venta continuarán midiéndose a valor razonable con cambios en otro resultado integral, exceptuando aquellas para las cuales el costo representa la mejor estimación del valor razonable.

(ii) Deterioro del valor

El nuevo modelo de deterioro de valor de NIIF 9 se basa en pérdidas crediticias esperadas, a diferencia del modelo de pérdida incurrida que establecía NIC 39. Esto significa que con NIIF 9, los deterioros se registran, con carácter general, de forma anticipada respecto al modelo anterior.

El nuevo modelo de deterioro se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio. Las provisiones por deterioro se miden en base a:

- las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses, o
- las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo, si en la fecha de presentación de los estados financieros se produjera un aumento significativo en el riesgo crediticio de un instrumento financiero, desde el reconocimiento inicial.

La norma permite aplicar un enfoque simplificado para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, de modo que el deterioro se registre siempre en referencia a las pérdidas esperadas durante toda la vida del activo. El Grupo eligió aplicar esta política para los activos financieros señalados.

Al 1 de enero de 2018, el nuevo modelo de deterioro de valor no ha tenido impacto en los estados financieros consolidados del Grupo.

(iii) Contabilidad de cobertura

La NIIF 9 introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios. El nuevo enfoque permite reflejar mejor las actividades de gestión de riesgos en los estados financieros, permitiendo que más elementos sean elegibles como elementos cubiertos: componente de riesgo de partidas no financieras, posiciones netas y exposiciones agregadas (es decir, una combinación de una exposición no derivada y un derivado).

Los cambios más significativos con respecto a los instrumentos de cobertura, en comparación con el método de contabilidad de coberturas que se utilizaba en la NIC 39, tiene relación con la posibilidad de diferir el valor temporal de una opción, los puntos forward de los contratos forward y el diferencial de la base monetaria en Otro resultado Integral, hasta el momento en que el elemento cubierto impacta resultados.

La NIIF 9 eliminó el requisito cuantitativo de las pruebas de efectividad contemplado en NIC 39, en virtud del cual los resultados debían estar dentro del rango 80%-125%, permitiendo que la evaluación de la eficacia se alinee con la gestión del riesgo a través de la demostración de la existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, y brinda la posibilidad de reequilibrar la relación de cobertura si el objetivo de gestión de riesgos permanece sin cambios. No obstante, debe seguir valorándose y reconociéndose en resultados la ineficacia retrospectiva.

Al aplicar por primera vez la NIIF 9, el Grupo podía elegir como política contable seguir aplicando los requisitos de contabilidad de cobertura de la NIC 39, en lugar de los requisitos de la NIIF 9, hasta el momento en que se publique y adopte la normativa relativa a “macro-coberturas”. El Grupo escogió aplicar los nuevos requerimientos de la NIIF 9 en la fecha de su adopción, esto es, 1 de enero de 2018.

Al 1 de enero de 2018, considerando las nuevas directrices de IFRS 9, el Grupo ajusto su estrategia de contabilidad de cobertura del riesgo de precio de commodities (inventario de petróleo crudo Brent), pasando de una cobertura de flujos de efectivo de acuerdo a NIC 39 a una cobertura del valor razonable de acuerdo a IFRS 9, y reconoció contablemente un abono en sus resultados acumulados, neto de impuestos, por MUS\$3.125, de acuerdo al siguiente detalle:

	<b>Reconocimiento cobertura de Time Spread Swap</b>		
	<b>Cobertura de Flujo de caja</b>	<b>Ajustes de transición</b>	<b>Cobertura del valorazonable</b>
	<b>31/12/2017</b>		<b>01/01/2018</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>Activo:</b>			
Inventario	-	52.464	52.464
Impuestos diferidos	12.467	(14.040)	(1.573)
<b>Total activo</b>	<b>12.467</b>	<b>38.424</b>	<b>50.891</b>
<b>Pasivo:</b>			
Otros pasivos financieros	46.173	-	46.173
<b>Total pasivo</b>	<b>46.173</b>	<b>-</b>	<b>46.173</b>
<b>Patrimonio:</b>			
Otras reservas de cobertura	(41.549)	41.549	-
Resultados acumulados	7.843	(3.125)	4.718
<b>Total pasivo</b>	<b>(33.706)</b>	<b>38.424</b>	<b>4.718</b>

#### 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 Administración y 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, 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 2018, se resume en el siguiente cuadro, desglosada entre deuda a tasa fija y deuda a tasa variable – Pre Hedge:

<b>En millones de US\$</b>	<b>Tasa fija</b>	<b>Tasa flotante</b>	<b>Totales</b>
Deuda bancaria corto plazo	-	810	810
Deuda bancaria largo plazo	22	210	232
Bonos internacionales	2.816	-	2.816
Bonos locales	845	-	845
<b>Totales</b>	<b>3.683</b>	<b>1.020</b>	<b>4.703</b>

Nota: los datos del cuadro adjunto corresponden solo a valor capital de la deuda sin incluir 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 2018.

**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\$ 105.243 de la deuda bancaria.

**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 afecto a las fluctuaciones de la tasa de interés LIBO asciende a MUS\$ 914.882, es decir, el 19,46% 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\$ 9.149.

**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 2018 asciende a UF 20.250.000 (equivalente a MUS\$ 844.528 al 30 de junio de 2018). A partir de dicho monto y de las paridades CLP/US\$ y CLP/UF vigentes en dicha fecha, una variación de \$50 en el tipo de cambio CLP/US\$ produciría los siguientes efectos en el valor bonos:

<b>Tipo de Cambio</b>	<b>Variación en Valorización Bonos MUS\$</b>
Aumenta en \$50 (\$701,21)	66.167
Disminuye en \$50 (\$601,21)	(77.173)

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 y CHF 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. El nocional cubierto asciende a MUS\$ 1.061.481.

Por otra parte, el saldo al 30 de junio de 2018 de cuentas por cobrar correspondientes a ventas locales ascendió al equivalente de MUS\$ 540.497. 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\$ 38.540.

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 66 millones de bbl. al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un efecto en resultados de MUS\$ 66.000.

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 afectada 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 5,5 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\$ 5.500 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 Empresa se encuentra expuesta de manera natural. 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 se correlacionan estrechamente 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 o DTD Brent, se contrata un derivado denominado “Swap de diferencial” cuya finalidad es transferir financieramente una posición WTI o DTD Brent a una de ICE 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 administración y 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 US\$ 150 millones con Santander Bank, NA (ii) una línea de crédito comprometida por CLP \$ 25.000 millones con Banco de Chile, (iii) una línea de crédito comprometida por CLP \$ 25.000 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 el 30 de junio de 2018:

En millones de US\$	2018	2019	2020	2021	2022	2023 y +	Totales
Deuda financiera corto plazo	560	250	-	-	-	-	810
Deuda financiera largo plazo	34	69	69	55	5	-	232
Bonos internacionales	217	115	174	410	-	1.900	2.816
Bonos locales	-	407	-	-	-	438	845
<b>Totales</b>	<b>811</b>	<b>841</b>	<b>243</b>	<b>465</b>	<b>5</b>	<b>2.338</b>	<b>4.703</b>

Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Nota de “Pasivos financieros”.

La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las otras obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes el 30 de junio de 2018:

En millones de US\$	2018	2019	2020	2021	2022	2023 y sgtes.	Totales
Cuentas por pagar comerciales	41	69	-	-	-	-	110
Cuentas por pagar entidades relacionadas	1.119	-	-	-	-	-	1.119
Derivados de cobertura	53	18	-	14	-	-	85
<b>Totales</b>	<b>1.213</b>	<b>87</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.314</b>

**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.

El 30 de junio de 2018, la exposición total del Grupo ENAP a los deudores por venta ascendía a MUS\$ 684.967 según se indica en la Nota de “Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar”.

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 2018 asciende a MUS\$ 15.113.

Información respecto a la Gestión de capital se encuentra en Nota de “Patrimonio”.

## 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 período, 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 de “Resumen de principales políticas contables aplicadas”, 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. Deterioro de activos** – Al cierre de cada año o a una fecha intermedia, en caso que se observen indicadores de deterioro, la administración analiza el valor de los activos para determinar si han sufrido alguna pérdida por deterioro. En el caso que esta evidencia exista, una estimación del valor recuperable de cada activo es realizada, para determinar en cada caso, el monto del ajuste. En caso de identificar activos que no generan flujos de caja en forma independiente, se estima la recuperabilidad de la unidad generadora de efectivo a la que dicho activo pertenece. Al 30 de junio de 2018 no se han realizado ajustes por deterioro de valor. En año 2017 la filial en Argentina realizó un test de deterioro a las inversiones en campos petrolíferos Pampa del Castillo-La Guitarra y Campamento Central Cañadón Perdido, determinándose un deterioro bruto con cargo a otros egresos, por MUS\$ 34.389 y MUS\$ 21.800, respectivamente.

**2. 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 período de reporte financiero anual.

**3. Provisión de obsolescencia de materiales y repuestos** – Los materiales y repuestos presentados bajo el rubro Inventarios pueden verse afectados por factores diversos tales como cambios tecnológicos, desuso, exposición ambiental, entre otros, para lo cual el Grupo ENAP realiza estimaciones y juicios a fin de determinar con la mayor información disponible provisiones de obsolescencia. Estas estimaciones son revisadas periódicamente en base a información adicional y mayor experiencia pudiendo afectar los valores determinados.

**4. 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. La determinación de la reserva de crudo y gas se efectúa través del uso apropiado de los principios y técnicas de evaluación geológica y de ingeniería de petróleo que concuerdan con las prácticas reconocidas en la industria y en conformidad con las definiciones establecidas por la PRMS en 2007 (Petroleum Resources Management System). Estos estudios efectuados por nuestros especialistas son auditados regularmente por empresas especializadas y mundialmente reconocidas.

**5. 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.

**6. 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.

**7. Provisiones por remediaciones medioambientales** - El Grupo ENAP realiza juicios y estimaciones al registrar costos y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales, principalmente saneamiento de fosas, 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.

**8. 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 los efectos impositivos futuros, basada en planes de negocios, circunstancias y leyes fiscales actuales, permiten la realización del activo neto de impuestos diferidos, es decir, 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. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO**

La composición de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

<b>Detalle:</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	MUS\$	MUS\$
Caja	56	372
Bancos	96.800	71.719
Depósitos a plazo	11.069	19.405
<b>Totales</b>	<b>107.925</b>	<b>91.496</b>

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

<b>Detalle:</b>	<b>Moneda</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
		MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	US\$	64.406	62.949
Efectivo y equivalentes al efectivo	Ch\$	32.812	12.126
Efectivo y equivalentes al efectivo	AR\$	4.552	10.352
Efectivo y equivalentes al efectivo	EG £	6.155	6.069
<b>Totales</b>		<b>107.925</b>	<b>91.496</b>

Los depósitos a plazo e inversiones en pactos tienen un plazo de vencimiento inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones. No existen restricciones a la disposición de efectivo. Al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, no existen sobregiros bancarios, registrados como Efectivo y efectivo equivalente.

**7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES**

El detalle al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

<b>Detalle:</b>		<b>Corrientes</b>		<b>No Corrientes</b>	
		<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Derivados de cobertura flujo de efectivo	(a)	13.533	-	3.190	953
Inversión en otras sociedades	(b)	-	-	13.762	13.762
Otros por cobrar		200	807	34	34
<b>Totales</b>		<b>13.733</b>	<b>807</b>	<b>16.986</b>	<b>14.749</b>

(a) Ver detalle en nota "Pasivos financieros".

(b) El detalle de las inversiones en otras sociedades al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

<b>Detalle:</b>	<b>País de Origen</b>	<b>Participación</b>		<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
		<b>2018</b>	<b>2017</b>		
		%	%		
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 C.P.A.	Chile	N/A	N/A	7	7
<b>Totales</b>				<b>13.762</b>	<b>13.762</b>

El Grupo ENAP clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: costo amortizado, valor razonable con cambios en otro resultado integral, valor razonable con cambios en resultados, según el siguiente detalle al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

	Corrientes		No corrientes	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>Otros activos financieros</b>				
Activos financieros medidos a costo amortizado	200	807	34	34
Coberturas de flujo de efectivo	13.533	-	3.190	953
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	13.762	13.762
<b>Totales</b>	<b>13.733</b>	<b>807</b>	<b>16.986</b>	<b>14.749</b>

#### 8. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle del rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Detalle:	Corrientes		No corrientes	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Arriendos de naves pagados por anticipado	5.043	5.075	-	-
Gastos pagados por anticipado SS/EE Torquemada	582	582	2.521	2.812
Seguros pagados por anticipado	9.591	16.867	-	-
Catalizadores y platino para catalizador	-	-	23.978	23.978
Otros	1.066	1.804	917	917
<b>Total</b>	<b>16.282</b>	<b>24.328</b>	<b>27.416</b>	<b>27.707</b>

#### 9. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

La composición de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Detalle:	Corrientes		No corrientes	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Deudores por ventas	716.239	711.154	-	-
Deudores varios	45.740	65.464	210	15
Otros deudores	66.862	60.826	22.971	30.563
Estimación deudores incobrables	(15.203)	(15.145)	-	-
<b>Totales</b>	<b>813.638</b>	<b>822.299</b>	<b>23.181</b>	<b>30.578</b>

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

a) **Cuentas por cobrar vencidas y no deterioradas, vigentes:** A continuación, se detalla la vigencia de las cuentas por cobrar vencidas, pero no deterioradas:

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	MUS\$	MUS\$
De 1 día hasta 5 días	5.625	24.870
De 6 día hasta 30 días	58.153	32.881
De 31 días hasta 60 días	6.669	11.650
De 61 días hasta 90 días	5.301	12.264
Más de 91 días hasta 1 año	27.866	46.881
Más de 1 año	19.105	15.531
<b>Totales</b>	<b>122.719</b>	<b>144.077</b>

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) tiene un promedio de 20 días hábiles, la Línea G&E tiene un promedio de cobro de 15 y 20 días y la Línea E&P tiene un promedio entre 60 y 90 días.

b) **Provisiones de incobrables:** El monto de la provisión de cuentas incobrables al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

<b>Antigüedad de la provisión</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	MUS\$	MUS\$
Más de 1 año	(15.113)	(15.145)
<b>Totales</b>	<b>(15.113)</b>	<b>(15.145)</b>

Considerando la solvencia de los deudores y el comportamiento histórico de la cobranza, y el análisis de pérdidas crediticias esperadas, el Grupo ha estimado que la provisión de deudores incobrables al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es suficiente.

#### 10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Las cuentas por cobrar, por pagar y las transacciones con partes relacionadas al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, son las siguientes:

a) **Cuentas por cobrar corrientes:**

<b>RUT</b>	<b>Sociedad</b>	<b>País</b>	<b>Relación</b>	<b>Moneda</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
					MUS\$	MUS\$
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Indirecta	US\$	26.156	21.252
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	8.618	6.687
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	US\$	336	510
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	2.558	2.933
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Asociada	US\$	1.094	801
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US\$	1.760	954
<b>Totales</b>					<b>40.522</b>	<b>33.137</b>

**b) Cuentas por pagar corrientes:**

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	30.06.2018	31.12.2017
					MUS\$	MUS\$
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US\$	828	2.350
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	6.713	12.050
61.704.000-k	Codelco	Chile	Indirecta	US\$	-	5.680
-	Otras			US\$	137	2
Totales					<u>7.678</u>	<u>20.082</u>

Los saldos por cobrar y pagar a empresas relacionadas corrientes al cierre de cada período, se originan principalmente en transacciones del giro consolidado, están pactados en pesos chilenos y dólares, sus plazos de cobros y/o pagos no exceden los 60 días, y en general no tienen cláusulas de reajustabilidad ni intereses.

**c) Transacciones con partes relacionadas:**

RUT	Sociedad	País	Relación	Descripción de la transacción	01.01.2018	01.01.2017	Efecto en resultados	
					30.06.2018	30.06.2017	01.01.2018	01.01.2017
					MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	227.838	179.629	-	-
				Anticipos por compra de gas	42.822	29.968	-	-
				Dividendos percibidos	1.783	1.100	-	-
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	271	-	-	-
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	21.859	21.731	-	-
				Venta de servicios	-	1	-	1
				Dividendos percibidos	909	845	-	-
				Dividendos provisionados	1.761	936	-	-
96.856.650-4	Innergy Holding S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	1.830	1.140	-	-
				Venta de productos	5.774	5.111	965	619
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Asociada	Pago pagare 2	-	675	-	-
96.856.700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	Asociada	Operación Planta	803	807	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	1.401	869	-	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	2.168	2.078	-	-
				Dividendos provisionados	-	479	-	-
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	375	-	-	-
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Indirecta	Compensación de Gas	42.110	45.835	42.110	45.835
61.704.000-k	Codelco	Chile	Indirecta	Compra de energía	-	3.355	-	(3.355)

**d) Remuneración pagada al Honorable Directorio**

Directorio Actual	Nombre	Rut	Cargo	01.01.2018	01.01.2017	01.04.2018	01.04.2017
				30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
				MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
	María Loreto Silva Rojas	8.649.929-0	Presidente	12	-	12	-
	Gonzalo Armando de la Carrera Correa	7.037.855-8	Vicepresidente	6	-	6	-
	Rodrigo Cristóbal Azócar Hidalgo	6.444.699-1	Director	7	-	7	-
	Ana Beatriz Holuigue Barros	5.717.729-2	Directora	7	-	7	-
	José Luis Mardones Santander	5.201.915-K	Director	8	-	8	-
	Claudio Fernando Skármeta Magri	5.596.891-8	Director	7	-	7	-
	Marcos Mauricio Varas Alvarado	10.409.044-3	Director	7	-	7	-
Subtotal				<u>54</u>	<u>-</u>	<u>54</u>	<u>-</u>

Directores Anteriores	Rut	Cargo	01.01.2018	01.01.2017	01.04.2018	01.04.2017
			30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
Nombre			MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Andrés Ignacio Rebolledo Smitmans	8.127.608-0	Presidente	-	-	-	-
Eduardo Bitrán Colodro	7.950.535-8	Vicepresidente	-	-	-	-
Jorge Fierro Andrade	9.925.434-3	Director	4	10	-	6
María Isabel González Rodríguez	7.201.750-1	Directora	4	8	-	5
Carlos Carmona Acosta	9.003.935-0	Director	4	7	-	4
Bernardita Piedrabuena Keymer	10.173.277-0	Directora	4	7	-	4
Paul Schiodtz Obilinovich	7.170.719-9	Director	4	7	-	4
Alberto Salas Muñoz	6.616.223-0	Director	4	1	-	1
Alejandro Jadresic Marinovic	7.746.199-k	Director	-	10	-	10
Subtotal			24	50	-	34
<b>Totales</b>			<b>78</b>	<b>50</b>	<b>54</b>	<b>34</b>

Con fecha 1 de diciembre de 2017, entró en vigencia la Ley N° 21.025, que establece un Nuevo Gobierno Corporativo para ENAP y le otorga un nuevo sistema de gobernanza a la Empresa, estableciendo con claridad los roles de decisión, supervisión y ejecución de las decisiones. En virtud de lo anterior, con fecha 20 y 28 de marzo de 2018, mediante Decretos Supremos N° 51, 52 y 53 fue renovado íntegramente el H. Directorio de ENAP.

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 período 2018, ascienden a MUS\$ 1.390 y considera las posiciones ejecutivas principales del Grupo; las remuneraciones brutas pagadas en período 2017, ascendieron a MUS\$ 1.515. 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 largo plazo y pagos basados en acciones.

**Planes de incentivos para ejecutivos** - 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 período contable una estimación de este desembolso el cual se paga 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.

## 11. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Detalle:	30.06.2018	31.12.2017
	MUS\$	MUS\$
Petróleo crudo en existencias	429.947	365.851
Petróleo crudo en tránsito	89.108	64.383
Productos terminados	646.714	492.122
Productos en tránsito	62.198	39.833
Materiales en bodega y en tránsito	65.338	76.796
Totales	1.293.305	1.038.985

Al 30 de junio de 2018, los efectos devengados asociados a la partida cubierta (stock de petróleo crudo en inventario) de los instrumentos de cobertura del valor razonable, se reconocen contablemente formando parte del costo del inventario de crudo y productos terminados, por MUS\$ 31.664 y MUS\$ 44.139 respectivamente.

<b>Información Adicional de Inventario</b>	<b>01.01.2018</b>	<b>01.01.2017</b>	<b>01.04.2018</b>	<b>01.04.2017</b>
	<b>30.06.2018</b>	<b>30.06.2017</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>30.06.2017</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Costos de inventarios reconocidos en el periodo	<u>(3.616.084)</u>	<u>(2.604.270)</u>	<u>(1.691.819)</u>	<u>(1.162.648)</u>

## 12. IMPUESTOS CORRIENTES, DIFERIDOS Y BENEFICIO (GASTO) POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS

a) **Activos y pasivos por impuestos corrientes:** El detalle de los impuestos corrientes al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

<b>Activos por impuestos corrientes:</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
IVA Crédito Fiscal	224.289	193.766
Impuestos por recuperar extranjeros	4.385	13.895
Impuesto específico a los combustibles	3.307	1.237
Derechos de aduana	1.261	1.423
Pagos provisionales mensuales, neto	4.696	4.015
Otros impuestos por recuperar	2.874	3.397
<b>Totales</b>	<u>240.812</u>	<u>217.733</u>

<b>Pasivos por impuestos corrientes:</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Impuesto específico a los combustibles	53.751	63.630
Impuestos de retención	2.236	5.054
Regalías y derechos de explotación	5.520	7.115
Impuestos a la renta por pagar, neto	10.945	28.412
Otros impuestos varios	595	1.471
<b>Totales</b>	<u>73.047</u>	<u>105.682</u>

b) **Activos y pasivos por impuestos diferidos:** El origen de los impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

	<b>Activos netos por Impuestos Diferidos</b>			
	<b>30.06.2018</b>		<b>31.12.2017</b>	
	<b>Activos</b> MUS\$	<b>Pasivos</b> MUS\$	<b>Activos</b> MUS\$	<b>Pasivos</b> MUS\$
<b>Diferencia temporal:</b>				
Relativos a pérdidas fiscales	1.019.578	-	900.378	-
Relativos a otras provisiones	54.134	-	77.948	-
Relativos a propiedades, planta y equipo	54.209	65.296	51.904	72.980
Relativos a derechos de uso	35.344	-	43.972	-
Relativos a arrendamientos	-	34.662	-	43.457
Relativos a reservas de cobertura	9.903	19.514	19.071	-
Relativos a provision materiales	6.664	-	22.431	-
Relativos a gastos diferidos	-	79.658	-	85.929
Relativos a obligaciones por indemnizaciones	-	1.853	-	1.998
Subtotal	1.179.831	200.983	1.115.704	204.364
Total Activos netos	978.848	-	911.340	-
	<b>Pasivos netos por Impuestos Diferidos</b>			
	<b>30.06.2018</b>		<b>31.12.2017</b>	
	<b>Activos</b> MUS\$	<b>Pasivos</b> MUS\$	<b>Activos</b> MUS\$	<b>Pasivos</b> MUS\$
<b>Diferencia temporal:</b>				
Relativos a pérdidas fiscales	44.590	-	13.505	-
Relativos a otras provisiones	26.917	-	14.991	-
Relativos a depreciaciones	-	82.460	-	43.725
Relativos a otros	-	12.118	-	7.627
Subtotal	71.507	94.578	28.496	51.352
Total Pasivos netos	-	23.071	-	22.856
			<b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>31.12.2017</b> MUS\$
<b>Cambios en activos netos por impuestos diferidos (presentación):</b>				
Importe reconocido en el resultado del período			96.924	142.295
Importe reconocido en otros resultados integrales			(15.368)	594
Importe reconocido en resultados acumulados			-	(23.062)
Importe en otros rubros			(14.262)	4.123
Cambios en activos y pasivos por impuestos diferidos			67.294	123.950

**c) Beneficio (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 período terminado al 30 de junio de 2018 y 2017, es el siguiente:

	<b>01.01.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.01.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$	<b>01.04.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.04.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$
<b>Beneficio (gasto) por Impuestos Corrientes a las Ganancias</b>				
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes	(16.080)	(13.600)	(9.118)	(4.410)
Otro (gasto) ingreso por impuesto corriente	(1.239)	(3)	(1.128)	(4)
Gasto (Ingreso) por impuestos corrientes, neto, total	(17.319)	(13.603)	(10.246)	(4.414)
Ingreso diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	96.924	49.388	56.533	18.807
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, total	96.924	49.388	56.533	18.807
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	79.605	35.785	46.287	14.393

	<b>01.01.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.01.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$	<b>01.04.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.04.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$
<b>Beneficio (gasto) por Impuestos Corrientes a las Ganancias por Partes Extranjeras y Nacional, Neto</b>				
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, extranjero	(11.097)	(4.675)	(6.441)	867
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, nacional	(6.222)	(8.928)	(3.805)	(5.281)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(17.319)	(13.603)	(10.246)	(4.414)

	<b>01.01.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.01.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$	<b>01.04.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.04.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$
<b>Beneficio (gasto) por Impuestos Diferidos a las Ganancias por Partes Extranjeras y Nacional, Neto</b>				
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, extranjero	(1.692)	2.519	(675)	(981)
Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional	98.616	46.869	57.208	19.788
Ingreso por impuestos diferidos, neto, total	96.924	49.388	56.533	18.807

**Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva**

	<b>01.01.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.01.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$	<b>01.04.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.04.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$
Ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa legal	19.476	(1.068)	13.563	(3.946)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	14.731	1.418	3.152	(2.003)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	2.760	3.928	6.169	2.121
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(689)	-	970	2.682
Efecto impositivo impuesto único Ley 2398	48.816	32.620	20.998	13.779
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	(5.489)	(1.113)	1.435	1.760
Ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal, total	60.129	36.853	32.724	18.339
Ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa efectiva	79.605	35.785	46.287	14.393

---

**Información adicional:**

La tasa utilizada en Chile es de 25% en 2018 y 2017, la cual corresponde a la tasa de impuesto a la renta legal. Las tasas de impuestos correspondientes a otras jurisdicciones son: Argentina un 30% en 2018 y 35% en año 2017, en Ecuador es de un 22% en 2017 y 25% en año 2018 para ambos años, en Uruguay la filial por no tener operaciones en el país no está sometida a impuesto. En Egipto el contrato de operación conjunta con EGPC otorga un régimen sin impuesto para ENAP.

ENAP Matriz, se afecta en forma adicional con una tasa de 40% correspondiente a un impuesto único que afecta a las empresas del Estado de Chile, de acuerdo al Decreto Ley N° 2.398.

**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 éstas se considera 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 del contribuyente, es decir, en el caso del 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.

Entre los principales cambios, dichas Leyes tipifican, en el artículo 14 de la Ley de Impuesto a la Renta (“LIR”), dos sistemas de tributación: régimen de renta atribuida y régimen parcialmente integrado. En el caso de contribuyentes que sean sociedades anónimas sólo podrán acogerse al sistema de renta parcialmente integrado señalado anteriormente.

De igual forma, a través de la Circular N° 66 publicada en el año 2015, el Servicio de Impuestos de Internos instruyó que en el caso de empresas del Estado, éstas quedan excluidas de la aplicación del artículo 14 por carecer de un vínculo directo o indirecto con personas que tengan la calidad de propietarios, comuneros, socios o accionistas, y que resulten gravados con los impuestos finales, por encontrarse la totalidad de sus rentas sujetas a la tributación establecida en el artículo 2° del D.L. N° 2.398. Si bien, por regla general, las empresas del Estado están obligadas a determinar su renta efectiva mediante contabilidad completa, tal obligación procede para el sólo efecto de determinar las rentas afectas al Impuesto de Primera Categoría, en virtud de las normas contenidas en el Título II de la LIR relativas al referido tributo, cuya tasa en estos casos será de 25%.

En relación a los otros incrementos (decrementos) efectuados a la tasa impositiva legal, éstos corresponden a las diferencias permanentes del período, principalmente originadas por las utilidades devengadas en empresas filiales y relacionadas y al impuesto único de ENAP mencionado en el punto precedente, de acuerdo a Ley 2.398.

El oficio N° 470 de fecha 05 de marzo de 2018, del Servicio de Impuestos Internos clarificó la Aplicación de los Nuevos Regímenes del Artículo 14 Letras A) y B) de la Ley sobre Impuesto a la Renta, a las Empresas del Estado y sus Filiales a contar del 1° de enero de 2017, tanto el inciso segundo de la letra A) como de la letra B) del artículo 14 de la LIR, establecen como presupuesto para la procedencia de los regímenes en ella contenidos, la aplicación de Impuesto Global Complementario (IGC) o del Impuesto Adicional (IA) sobre las rentas o cantidades obtenidas por contribuyentes de Impuesto de Primera Categoría determinadas en base a renta efectiva según contabilidad completa. Dado lo anterior, no quedan sometidos a las disposiciones de los artículos referidos en el punto anterior los contribuyentes que no obstante tengan rentas clasificadas en Primera Categoría, carecen de un vínculo de propiedad, directo o indirecto, con un contribuyente de IGC o IA, como es el caso de ENAP Refinerías S.A. y demás filiales controladas directa o indirectamente 100% por ENAP (v.g. Petropower, Enercón, Gas de Chile, Enap Sipetrol S.A.). Estos contribuyentes deberán pagar la tasa general de 25% establecida en el artículo 20 de la LIR.

De acuerdo a lo mencionado en el párrafo anterior, se ajustó la tasa efectiva de largo plazo contra resultado acumulado en ERSAs y Enercón, generando un ajuste total por MUS\$ 23.062.

**Reforma Tributaria en Argentina**

Con fecha 29 de diciembre de 2017 el Congreso de la República Argentina promulgó la Ley de Reforma Tributaria N° 27.430. Las principales modificaciones introducidas a los impuestos a las Ganancias son:

i) La tasa del impuesto para sociedades de capital será 30% para los períodos iniciados el 01 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 y del 25% para aquellos que se inicien el 01 de enero de 2020 en adelante. Asimismo, los dividendos que se distribuyan se gravarán a una alícuota del 7% y 13% para los períodos citados, respectivamente.

ii) Se elimina la aplicación del impuesto de igualación para los resultados generados por los períodos iniciados a partir del 01/01/2018, continuando vigente para los anteriores.

iii) Se establece un mecanismo de actualización del costo para bienes adquiridos o inversiones efectuadas en los períodos fiscales que se inicien a partir del 01 de enero de 2018.

### 13. 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 2018 y 31 de diciembre de 2017:

#### a) Detalle de las inversiones:

Sociedades	Actividad Principal	País de Origen	Moneda	Participación	
				2018 %	2017 %
A&C Pipeline Holding	Inversión y financiamiento en general	I.Cayman	USD	36,25	36,25
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	USD	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	USD	15,41	15,41
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
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 Trasadino (Argentina) S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino Argentina-Chile	Argentina	USD	35,79	35,79
Oleoducto Trasadino (Chile) S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino Argentina-Chile	Chile	USD	35,83	35,83
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Transportar combustibles y sus derivados	Chile	CLP	10,06	10,06

#### b) Movimiento de inversiones:

##### JUNIO 2018

Sociedades	Saldo inicial	Adiciones	Participación en resultado	Dividendos	Diferencia conversión	Otros Incremento (Decremento)	Saldo final
	01.01.2018						30.06.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	255	-	3	-	(14)	-	244
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	1.338	-	7	-	-	20	1.365
Forenergy S.A.	27	-	-	-	-	(15)	12
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	2.872	-	32	-	-	-	2.904
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	9.770	-	17	-	-	-	9.787
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	1	-	-	-	-	-	1
Geotérmica del Norte S.A.	75.330	-	1.828	-	-	-	77.158
GNL Chile S.A.	4.654	-	1.796	(282)	-	-	6.168
GNL Quintero S.A.	9.712	-	4.860	(1.401)	-	(3.068)	10.103
Innergy Holding S.A.	8.730	-	272	-	-	-	9.002
Norgas S.A.	2.164	-	82	(270)	(57)	-	1.919
Oleoducto Trasadino (Argentina) S.A.	2.484	-	-	-	-	(71)	2.413
Oleoducto Trasadino (Chile) S.A.	5.930	-	90	-	-	(370)	5.650
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	11.741	-	1.871	(1.760)	(770)	-	11.082
Totales	135.160	-	10.858	(3.713)	(841)	(3.504)	137.960

Al 31 de diciembre de 2017

<b>Sociedades</b>	<b>Saldo inicial 01.01.2017 MUS\$</b>	<b>Adiciones MUS\$</b>	<b>Participación en resultado MUS\$</b>	<b>Dividendos MUS\$</b>	<b>Diferencia conversión MUS\$</b>	<b>Otros Incremento (Decremento) MUS\$</b>	<b>Saldo final 31.12.2017 MUS\$</b>
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	243	-	(10)	-	22	-	255
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	1.518	-	(180)	-	-	-	1.338
Forenergy S.A.	239	-	-	-	(228)	16	27
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	2.578	-	294	-	-	-	2.872
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	8.025	-	1.745	-	-	-	9.770
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	1	-	5	-	-	(5)	1
Geotérmica del Norte S.A.	73.543	-	836	-	-	951	75.330
GNL Chile S.A.	5.956	-	1.298	(2.600)	-	-	4.654
GNL Quintero S.A.	6.529	-	7.146	(6.614)	-	2.651	9.712
Innergy Holding S.A.	5.646	-	3.084	-	-	-	8.730
Norgas S.A.	1.835	-	168	-	(25)	186	2.164
Oleoducto Trasadino (Argentina) S.A.	2.479	-	5	-	-	-	2.484
Oleoducto Trasadino (Chile) S.A.	2.106	-	533	(479)	-	3.770	5.930
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	10.782	-	3.773	(3.992)	1.178	-	11.741
<b>Totales</b>	<b>121.632</b>	<b>-</b>	<b>18.697</b>	<b>(13.685)</b>	<b>947</b>	<b>7.569</b>	<b>135.160</b>

**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.

-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.

Respecto a la inversión en la sociedad Geotérmica del Norte S.A., aun cuando la participación a diciembre de 2017 es menor al 20%, ENAP mantiene un director, de un total de cuatro.

Cambios y/o modificación de la participación en asociadas

- En el período terminado al 30 de junio de 2018 no hubo cambios de la participación en asociadas.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, en Geotérmica del Norte S.A. se realizaron aumentos de capital por MUS\$ 80.000, ENAP no concurrió en estos aportes, disminuyendo su participación a un 15,41%.

**d) Detalle de información financiera**

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

<b>Sociedades</b>	<b>Participación %</b>	<b>Al 30 de junio de 2018</b>					
		<b>Activos Corrientes MUS\$</b>	<b>Activos No Corrientes MUS\$</b>	<b>Pasivos Corrientes MUS\$</b>	<b>Pasivos No Corrientes MUS\$</b>	<b>Ingresos MUS\$</b>	<b>Utilidad/(Pérdida) MUS\$</b>
Geotérmica del Norte S.A.	15,41	76.445	475.644	50.982	415	15.646	(1.193)
Gnl Chile S.A.	33,33	191.601	119	173.217	-	598.012	5.387
Gnl Quintero S.A.	20,00	392.777	884.798	30.942	1.196.118	105.959	24.302
Sonacol S.A.	10,06	12.230	288.099	74.833	115.337	42.500	18.608
Otras inversiones	-	69.708	122.183	10.388	59.339	15.477	1.613
<b>Total</b>		<b>742.761</b>	<b>1.770.843</b>	<b>340.362</b>	<b>1.371.209</b>	<b>777.594</b>	<b>48.717</b>

Sociedades	Participación %	Al 31 de diciembre de 2017					
		Activos Corrientes MUS\$	Activos No Corrientes MUS\$	Pasivos Corrientes MUS\$	Pasivos No Corrientes MUS\$	Ingresos MUS\$	Utilidad/ (Pérdida) MUS\$
Geotérmica del Norte S.A.	15,41	69.092	446.221	26.068	415	12.718	5.421
Gnl Chile S.A.	33,33	115.907	242	102.185	-	1.059.970	3.895
Gnl Quintero S.A.	20,00	352.336	899.672	35.759	1.167.692	196.260	35.731
Sonacol S.A.	10,06	8.534	306.222	67.180	130.884	80.932	37.501
Otras inversiones	-	81.279	109.647	17.498	51.719	35.204	22.035
<b>Total</b>		<b>627.148</b>	<b>1.762.004</b>	<b>248.690</b>	<b>1.350.710</b>	<b>1.385.084</b>	<b>104.583</b>

#### 14. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los movimientos de los rubros de propiedades, planta y equipo:

Periodo Actual	Terrenos MUS\$	Edificios MUS\$	Planta y equipos MUS\$	Instala- ciones MUS\$	Construc- ción	Inversión	Otros MUS\$	Total MUS\$
					en curso MUS\$	en E&P MUS\$		
Saldo inicial al 01 de enero de 2018	230.342	11.678	1.223.352	44.907	435.035	1.250.806	44.552	3.240.672
Adiciones	-	-	25.261	469	71.882	166.562	4.468	268.642
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(11.824)	-	(11.824)
Castigos y bajas	-	-	-	-	-	(1.144)	-	(1.144)
Gasto por depreciación	-	(679)	(107.277)	(4.264)	-	(94.032)	(6.707)	(212.959)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(2.392)	-	(2.392)
Transferencias	-	-	18.760	379	(21.151)	(2.040)	4.052	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	51.412	-	-	-	-	51.412
Cambios, total	-	(679)	(11.844)	(3.416)	50.731	55.130	1.813	91.735
Saldo final al 30 de junio de 2018	230.342	10.999	1.211.508	41.491	485.766	1.305.936	46.365	3.332.407
Año Anterior	Terrenos MUS\$	Edificios MUS\$	Planta y equipos MUS\$	Instala- ciones MUS\$	Construc- ción en curso MUS\$	Inversión en E&P MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	230.342	11.593	1.313.078	48.381	326.887	1.166.774	40.584	3.137.639
Adiciones	-	-	21.607	-	207.828	428.252	13.610	671.297
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(40.479)	-	(40.479)
Castigos y bajas	-	-	(856)	-	-	(8.592)	-	(9.448)
Deterioros	-	-	-	-	-	(56.189)	-	(56.189)
Gasto por depreciación	-	(1.356)	(218.789)	(8.170)	-	(186.251)	(11.476)	(426.042)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(1.896)	-	(1.896)
Transferencias	-	1.441	96.819	4.696	(99.684)	(5.477)	2.205	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	11.493	-	4	(45.336)	(371)	(34.210)
Cambios, total	-	85	(89.726)	(3.474)	108.148	84.032	3.968	103.033
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	230.342	11.678	1.223.352	44.907	435.035	1.250.806	44.552	3.240.672

A continuación, se presentan los saldos del rubro:

Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30.06.2018	31.12.2017
	MUS\$	MUS\$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	72.026	72.026
Planta y equipos	3.574.229	3.468.808
Instalaciones	130.976	130.128
Construcción en curso	485.766	435.035
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	4.905.800	4.756.728
Otros	163.126	154.609
<b>Totales</b>	<b>9.562.265</b>	<b>9.247.676</b>

<b>Propiedades, Planta y Equipo, Depreciación Acumulada</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	MUS\$	MUS\$
Edificios	61.027	60.348
Planta y equipos	2.362.721	2.245.456
Instalaciones	89.485	85.221
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	3.599.864	3.505.922
Otros	116.761	110.057
<b>Totales</b>	<b>6.229.858</b>	<b>6.007.004</b>
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	MUS\$	MUS\$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	10.999	11.678
Planta y equipos	1.211.508	1.223.352
Instalaciones	41.491	44.907
Construcción en curso	485.766	435.035
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	1.305.936	1.250.806
Otros	46.365	44.552
<b>Totales</b>	<b>3.332.407</b>	<b>3.240.672</b>

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 2018 corresponden principalmente a construcción de Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua, además de mantención de plantas, estanques y ductos.

**b) Costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación:** El Grupo ENAP como parte de sus costos de activo fijo mantiene activados gastos de desmantelamiento de plataformas y campos petroleros.

**c) Capitalización de intereses:** El Grupo ENAP durante el período terminado al 30 de junio de 2018 ha activado intereses por un monto de MUS\$ 5.605 provenientes del financiamiento utilizado en la construcción de la Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua y en el Proyecto PIAM, Argentina (MUS\$ 11.162 al 31 de diciembre de 2017).

**d) 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 período 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.

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

	<b>01.01.2018</b>	<b>01.01.2017</b>	<b>01.04.2018</b>	<b>01.04.2017</b>
	<b>30.06.2018</b>	<b>30.06.2017</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>30.06.2017</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
En costos de venta	216.440	216.832	90.011	91.532
En costos de distribución	5.771	5.242	3.520	2.800
En gastos de administración	736	616	157	208
<b>Totales</b>	<b>222.947</b>	<b>222.690</b>	<b>93.688</b>	<b>94.540</b>

Al 30 de junio de 2018 la depreciación asociada al costo de venta incluye MUS\$9.988 de depreciación del período que se presenta formando parte del reverso neto de provisión de repuestos capitalizables.

f) **Deterioro activos:** ver nota 18.

g) **Otros incrementos (decrementos):** Al 30 de junio de 2018 se incluye principalmente un reverso de la provisión de obsolescencia asociadas a repuestos capitalizables por MUS\$ 48.012, de acuerdo con NIC 16. Al 31 de diciembre de 2017 se incluye la reclasificación a “Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta” de las inversiones de la filial Sipetrol Argentina en campos petrolíferos Pampa del Gastillo – La Guitarra.

h) **Inversiones en exploración y producción a través de operaciones conjuntas y contratos de operación**

A continuación se presenta un detalle de la inversiones en E&P a través de operaciones conjuntas y Contratos Especiales de Operación Petrolera CEOP, suscritos entre el Estado de Chile, ENAP y empresa privadas, los cuales forman parte del rubro Inversión en E&P del rubro propiedades, planta y equipos del Grupo:

Operaciones Conjuntas	País	Porcentaje de participación		Inversión neta antes de deterioro operaciones conjuntas		Menos: pérdidas por deterioro		Inversión neta operaciones conjuntas	
		30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
		%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>a. Explotación</b>									
Área Magallanes (*)	Argentina	50,00	50,00	421.295	365.835	-	-	421.295	365.835
Campamento Central Cañadón Perdido (*)	Argentina	50,00	50,00	85.503	87.374	42.700	42.700	42.803	44.674
Cam 2A Sur (*)	Argentina	50,00	50,00	110	119	-	-	110	119
East Rast Qattara (*)	Egipto	50,50	50,50	24.573	22.037	-	-	24.573	22.037
Petrofaro S.A. (*)	Argentina	50,00	50,00	3.331	2.567	-	-	3.331	2.567
<b>b. Exploración</b>									
E2 (ex CAM3 y CAM1) (*)	Argentina	33,33	33,33	-	-	-	-	-	-
Bloque 2 - Rommana	Egipto	40,00	40,00	8.447	8.447	8.447	8.447	-	-
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	Egipto	30,00	30,00	-	-	-	-	-	-
Bloque Mehr (*) (1)	Austria	33,00	33,00	-	27.262	-	27.262	-	-
Consorcio Bloque 28 (*)	Ecuador	42,00	42,00	-	-	-	-	-	-
Totales				543.259	513.641	51.147	78.409	492.112	435.232

Adicional a lo anterior, al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, las filiales de Enap Sipetrol S.A., en Argentina y Ecuador, operan los siguientes negocios asociados a contratos de explotación y desarrollo de campos petrolíferos, las cuales se reconocen contablemente dentro de cada uno de los rubros del estado financieros:

Otros Negocios	País	Porcentaje de Participación		Inversión neta antes de deterioro otros negocios		Menos: Pérdidas por deterioro		Inversión neta otros negocios	
		30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
		%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Paraíso, Biguno, Huachito (*)	Ecuador	100,00	100,00	27.726	28.799	-	-	27.726	28.799
Mauro Dávalos Cordero (*)	Ecuador	100,00	100,00	88.906	92.874	-	-	88.906	92.874
Intracampos (*)	Ecuador	100,00	100,00	44.008	49.031	-	-	44.008	49.031
El Turbio Este (*)	Argentina	100,00	100,00	2.009	2.057	-	-	2.009	2.057
Totales				162.649	172.761	-	-	162.649	172.761

(\*) Detalle y estado de cada uno de los proyectos se encuentra en Nota 18 y 19.

(1) La inversión en Bloque Mehr se ha reclasificado a Cuentas por cobrar dada la naturaleza del acuerdo alcanzado entre el Consorcio y NIOC.

## 15. ACTIVOS DISPONIBLES PARA LA VENTA

Con fecha 18 de abril de 2017, el Directorio de ENAP, autorizó a la Administración iniciar proceso de venta de la concesión de explotación Pampa del Castillo- La Guitarra en Argentina.

El día 3 de octubre de 2017, Enap Sipetrol Argentina S.A acordó con CAPEX S.A. los términos y condiciones para la cesión del 88% de la Concesión de Explotación “Pampa del Castillo - La Guitarra” ubicada en la Provincia de Chubut, por un precio de MUS\$ 33.000.

La efectiva venta de la Concesión y de todos los derechos y obligaciones derivados de la misma, se encuentra sujeta a la ocurrencia de ciertas condiciones precedentes que deberán cumplirse en un plazo máximo de tres (3) meses desde la presentación del acuerdo de cesión para la aprobación de la Provincia de Chubut, el cual podrá ser eventualmente extendido por acuerdo entre las partes. La Sociedad oportunamente informará si la concreción de la compraventa se hace efectiva o si la transacción queda sin efecto por no ocurrir las condiciones pactadas.

El saldo de activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta al 30 de junio de 2018, corresponde a la Inversión neta en Pampa del Castillo - la Guitarra, de acuerdo al siguiente detalle:

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>
Inversión antes de deterioro en Pampa del Castillo - la Guitarra	75.380	75.380
Menos: Pérdida por Deterioro	(34.389)	(34.389)
Inversión neta en Pampa del Castillo - la Guitarra	<u>40.991</u>	<u>40.991</u>

#### 16. DERECHOS DE USO Y OBLIGACIONES POR ARRENDAMIENTO

El Grupo ha adoptado anticipadamente, a partir del 1 de enero de 2017, la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 16 “Arrendamientos” optando por la medición de activo igual al pasivo por arrendamiento, y determinó la tasa de endeudamiento incremental de acuerdo con el plazo del arrendamiento y la naturaleza del activo de derecho de uso. Los activos de derecho de uso registrados a la fecha de aplicación inicial consideran gastos de amortización a través del período del contrato o la vida útil del activo, el que sea menor.

**a) Derechos de uso** - Al 30 de junio de 2018, y 31 de diciembre de 2017 el movimiento del rubro Derechos de uso asociado a activos sujetos a NIIF 16 por clase de activo subyacente, es la siguiente:

	<b>Contratos de operación terrestre</b>	<b>Contratos de operación naviera</b>	<b>Contratos de operación aérea</b>	<b>Inmueble</b>	<b>Otros</b>	<b>Totales</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldos al 01 de enero de 2018	22.627	75.406	9.090	14.542	7.651	129.316
Amortización del periodo	(2.349)	(14.529)	(821)	(808)	(3.042)	(21.549)
Saldo al 30 de junio de 2018	<u>20.278</u>	<u>60.877</u>	<u>8.269</u>	<u>13.734</u>	<u>4.609</u>	<u>107.767</u>
	<b>Contratos de operación terrestre</b>	<b>Contratos de operación naviera</b>	<b>Contratos de operación aérea</b>	<b>Inmueble</b>	<b>Otros</b>	<b>Totales</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldos al 01 de enero de 2017	24.843	39.800	10.733	-	13.734	89.110
Amortización del ejercicio	(4.697)	(27.140)	(1.643)	(135)	(6.084)	(39.699)
Adiciones	2.481	62.746	-	14.677	1	79.905
Saldo al 31 de diciembre de 2017	<u>22.627</u>	<u>75.406</u>	<u>9.090</u>	<u>14.542</u>	<u>7.651</u>	<u>129.316</u>

**b) Pasivos por arrendamiento:** El siguiente es un análisis de vencimiento de los pasivos de arrendamiento:

Al 30 de junio de 2018	Corriente	No Corriente			Total
	Total	+ 1 a 3 años	+ 3 a 5 años	+ de 5 años	
Arrendamiento asociado a	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Contratos de operación terrestre	4.500	4.587	2.086	9.724	16.397
Contratos de operación naviera	28.545	27.081	6.563	-	33.644
Contratos de operación aérea	1.558	3.307	3.225	418	6.950
Contrato por Inmueble	1.484	3.078	3.229	6.037	12.344
Otros	4.705	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>40.792</b>	<b>38.053</b>	<b>15.103</b>	<b>16.179</b>	<b>69.335</b>

Al 31 de diciembre de 2017	Corriente	No Corriente			Total
	Total	+ 1 a 3 años	+ 3 a 5 años	+ de 5 años	
Arrendamiento asociado a	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Contratos de operación terrestre	4.406	6.157	2.250	10.263	18.670
Contratos de operación naviera	28.622	37.988	9.761	-	47.749
Contratos de operación aérea	1.528	3.242	3.459	1.036	7.737
Contrato por Inmueble	1.467	3.041	3.190	6.858	13.089
Otros	6.155	1.604	-	-	1.604
<b>Totales</b>	<b>42.178</b>	<b>52.032</b>	<b>18.660</b>	<b>18.157</b>	<b>88.849</b>

Al 30 de junio de 2018, el riesgo de liquidez asociado a estos vencimientos está cubierto con los flujos operacionales de la Empresa. La Empresa no tiene restricciones asociados a los arrendamientos.

El Grupo ENAP tiene ciertos contratos, los cuales contienen opciones de renovación y para los cuales se tiene certidumbre razonable que se ejercerá dicha opción (indefinidamente o por un período indicado), el período de arrendamiento usado para efectuar la medición del pasivo y activo corresponde a dicho período salvo que sea la vida útil del bien involucrado menor, en cuyo caso la vida útil del bien está considerada como el plazo del contrato.

No existen convenios incorporados en los contratos de arrendamiento a ser cumplidos por la Empresa a través de la vida de dichos contratos.

La Empresa no tiene ningún otro flujo de efectivo al que está expuesto con respecto a los pasivos de arrendamiento anteriormente informados.

La siguiente tabla reporta el movimiento del período de la obligación por pasivos de arrendamiento y los flujos del período:

	Flujo total de efectivo para el periodo finalizado al	
	30.06.2018	31.12.2017
	MUS\$	MUS\$
<b>Pasivo de arrendamiento</b>		
Saldos netos al inicio del periodo / ejercicio	131.027	89.110
Pasivos de arrendamiento generados	-	79.904
Gasto por intereses	2.214	4.168
Pagos de capital	(20.900)	(37.987)
Pagos de intereses	(2.214)	(4.168)
Saldo final del periodo / ejercicio	110.127	131.027
Total Flujo de efectivo para el período / ejercicio, asociado con pasivos de arrendamiento	(20.900)	(37.987)

## 17. PÉRDIDAS POR DETERIORO Y PROVISIONES

### i) Deterioro Activos

Por el periodo de seis meses terminado al 30 de junio de 2018, no se han reconocido deterioros en el valor de las inversiones.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017 se procedió a registrar deterioro en los bloques Pampa del Castillo y Campamento Central Cañadón Perdido, ambos de la Cuenca del Golfo San Jorge de la Filial ENAP Sipetrol Argentina S.A., áreas con producción exclusivamente de petróleo, formando parte del rubro “otros gastos por función”. El área Pampa del Castillo presenta un deterioro neto de valor por MUS\$22.393, la cual se presenta como parte de los activos para la venta por un valor neto de US\$ 40.991; y en cuanto al área Campamento Central Cañadón Perdido, en diciembre de 2017 registró un deterioro neto de MUS\$14.170 como resultado del test de recuperabilidad de Activos.

### ii) 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:

	Acumulado		Trimestre	
	01.01.2018 30.06.2018 MUS\$	01.01.2017 30.06.2017 MUS\$	01.04.2018 30.06.2018 MUS\$	01.04.2017 30.06.2017 MUS\$
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	11.824	13.442	5.998	9.507
Totales	11.824	13.442	5.998	9.507

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

## 18. PARTICIPACIONES EN OPERACIONES CONJUNTAS

A continuación se detallan las principales operaciones de explotación y exploración, controladas conjuntamente a través de las cuales se obtienen ingresos e incurrir en gastos. Los activos y pasivos de cada uno de las operaciones conjuntas al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Operaciones conjuntas	Activos corrientes en operaciones conjuntas		Activos no corrientes en operaciones conjuntas		Pasivos corrientes en operaciones conjuntas		Pasivos no corrientes en operaciones conjuntas	
	30.06.2018 MUS\$	31.12.2017 MUS\$	30.06.2018 MUS\$	31.12.2017 MUS\$	30.06.2018 MUS\$	31.12.2017 MUS\$	30.06.2018 MUS\$	31.12.2017 MUS\$
<b>a. Explotación</b>								
Área Magallanes (a)	90.853	92.235	428.804	371.585	305.638	236.999	167.833	196.747
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	4.494	37.485	42.726	47.541	4.218	35.443	10.362	13.623
Cam 2A Sur (c)	228	44	183	134	6.931	5.556	12.043	11.527
East Rast Qattara (d)	59.682	41.519	404.790	22.066	5.562	2.291	-	-
Petrofaro (e)	10.407	10.480	3.449	2.858	4.131	6.135	1.489	1.664
<b>b. Exploración</b>								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	32	19	23	(78)	528	(107)	26	(96)
Bloque 2 - Rommana	132	-	-	-	4	4	-	15.838
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	-	-	-	-	229	229	-	26.229
Bloque Mehr (b)	25.043	-	-	-	-	-	-	-
Consorcio Bloque 28 (c)	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	190.871	181.782	879.975	444.106	327.241	286.550	191.753	265.532

A continuación, se detallan los ingresos ordinarios, costos y resultados de cada una de las operaciones conjuntas por el período de seis y tres meses terminado al 30 de junio de 2018 y 2017.

Operaciones conjuntas	Ingresos ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>a. Explotación</b>						
Área Magallanes (a)	81.218	45.847	53.335	42.495	6.910	408
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	4.003	15.206	2.991	15.946	87	(1.191)
Cam 2A Sur (c)	-	-	399	1.109	(375)	(1.081)
East Rast Qattara (d)	36.047	29.986	8.410	8.309	27.277	20.971
Petrofaro (e)	(36)	2.617	204	2.342	313	350
<b>b. Exploración</b>						
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	-	-	126	133	(50)	(87)
Bloque 2 - Rommana	-	-	-	-	-	(2)
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	-	-	-	-	-	-
Bloque Mehr (b)	-	-	-	-	-	-
Consorcio Bloque 28	244	227	-	-	70	166
Totales	121.476	93.883	65.465	70.334	34.232	19.534

**a) Explotación**

(a) Área Magallanes

Con fecha 4 de enero de 1991, Enap Sipetrol Argentina S.A. y 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.

Con fecha 17 de noviembre de 2014, la Empresa, representada por su Gerente General y el presidente y CEO de YPF, firmaron un acuerdo privado que extiende la relación entre ambas compañías hasta el 14 de noviembre de 2027, con posibilidad de nueva extensión hasta el año 2042. Producto de este acuerdo, la amortización de las reservas probadas se extiende por el nuevo plazo del acuerdo.

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

(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 26 de diciembre de 2013, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. obtuvieron de parte de la provincia del Chubut la extensión de esta concesión de explotación por un plazo adicional de 10 años hasta 2027, que puede ser extendido por un período adicional de 20 años, hasta el 14 de noviembre del año 2047.

(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 - Egipto

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 Kuwait Energy Company, 49,5% (originalmente Oil Search Ltd). En diciembre de 2007, se dio inicio a la etapa de explotación.

(e) Petrofaro - Área Faro Vírgenes

Con fecha 19 de mayo de 2016, la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. adquirió Arpetrol International Financial Company, controladora del 100% de las acciones de Petrofaro S.A. ( Ex Arpetrol Argentina S.A.), la cual es titular de la concesión CA-11 Área Faro Vírgenes, en la Cuenca Austral, otorgada por la provincia de Santa Cruz hasta el año 2026. En dicha concesión se ubica la planta de tratamiento de gas Faro Vírgenes, formando parte del proyecto PIAM, ubicada junto al yacimiento Área Magallanes y el Gasoducto General San Martín.

Con fecha 12 de enero de 2017 Enap Sipetrol Argentina S.A. cedió a YPF S.A. el 50% del paquete accionario de dicha sociedad por US\$ 5,4 millones, pasando a tener control conjunto de la sociedad adquirida a partir de esta fecha.

**b) Exploración**

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

El Área E2 está conformada por la ex Cuenca Austral Marina 1 (CAM 1), que fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A. El área se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde Enap Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos, y el área CAM 3.

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre Energía Argentina S.A. (“ENARSA”, empresa propiedad del Estado Nacional), 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 aporta este bloque y Enap Sipetrol Argentina S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3.

En el marco del convenio, 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.

Con fecha 31 de marzo de 2008 se suscribió el Contrato de UTE 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 ENARSA en su calidad de socios y coparticipes en la exploración y explotación del área E2. El permiso de exploración finaliza en el 2018, que puede ser extendido por un plazo adicional de 5 años, hasta el 25 de septiembre de 2023.

(b) Bloque Mehr

En el año 2001, Enap 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 S.A. y OMV, siendo esta última su operadora.

Con fecha 30 de septiembre de 2007, 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.

Luego de múltiples negociaciones para obtener la devolución de los gastos exploratorios invertidos por los socios, las que se vieron interrumpidas por las restricciones que afectaron a Irán, el Consorcio logró con fecha 10 de marzo de 2018 un entendimiento para el recupero de la deuda, la cual será abonada por NIOC al Consorcio en pagos parciales. Cabe señalar que este acuerdo fue aprobado por el H. Directorio de ENAP.

Por tal motivo, Sipetrol International S.A. ha efectuado un ajuste a la provisión realizada el año 2008 por este concepto, reconociendo una cuenta por cobrar por un valor de MUS\$ 28.000 a la fecha del acuerdo. El monto y el plazo de su recuperación está sujeto a diversos factores tales como el precio del crudo Brent.

Fuera de las gestiones para la recuperación de la cuenta por cobrar a NIOC, desde el año 2008 el Consorcio no realiza actividades operacionales y/o comerciales en el Bloque Mehr ni con el país de Irán.

(c) Consorcio Bloque 28

Con fecha 16 de abril de 2014, EOP Operaciones Petroleras S.A.(42%), Petroamazonas (51%) y Belorusneft (7%), en adelante el Consorcio Bloque 28, y la Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador, suscriben un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo-crudo) en el Bloque 28, ubicado en el centro oeste del oriente ecuatoriano, dentro del sector denominado Zona Subandina (pie de monte), abarcando territorios de las provincias de Napo y Pastaza, con una extensión de 1.750 Km<sup>2</sup>., siendo EOP Operaciones Petroleras S.A. la Operadora del Consorcio.

Para la etapa exploratoria se acordó un compromiso mínimo de inversión en 2 fases (US\$17.35 y US\$8.15 millones), a riesgo completamente de los socios privados del Consorcio (Enap: 85,71% y Belorusneft: 14,29%), con opción de salida en función de los resultados de cada fase. En caso de éxito exploratorio, en los primeros años de la fase de desarrollo Petroamazonas deberá pagar a los socios la parte asumida por ellos en la etapa exploratoria mediante su porcentaje de derechos sobre la producción del Bloque. La tarifa negociada asciende a US\$52,9 por barril.

El compromiso mínimo de inversión incluye estudios de geociencias, estudios ambientales, permisos, licenciamiento, obras civiles y la perforación de un pozo exploratorio en el Prospecto Mirador. A la fecha se ha avanzado con estudios de geociencias, estudios ambientales previos a obtener la licencia ambiental.

**c) Acuerdos de operación conjunta de ENAP en Chile:**

Adicionalmente a la participación de Enap Sipetrol S.A. en operaciones de exploración y explotación en el exterior, ENAP en Chile, en el área Magallanes, desarrolla en conjunto con empresas privadas Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP), los que se detallan a continuación.

**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.

En comité de coordinación realizado el día 23 de julio de 2014, se decidió no continuar con la Fase de Exploración, continuando sólo con la Fase de Explotación del bloque.

Al término del mes de junio 2018, la inversión neta acumulada en el CEOP Bloque Dorado Riquelme alcanzó MUS\$ 304.000 y producción acumulada de 892,8 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. La transferencia del rol de Operador en el CEOP del Bloque Lenga, por parte de Apache Chile Energía SpA a ENAP, fue aprobada por el Ministerio de Energía y por la Contraloría General de la República de Chile.

A fines 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 de yacimiento del CEOP Bloque Lengua, lo cual fue aceptado con fecha 08 de enero de 2015, dando así término al contrato.

Durante el año 2018, no se han realizado actividades operativas en el bloque, ni se han generado nuevas inversiones en este 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 14 de septiembre de 2015 ENAP cedió parte de sus intereses en el CEOP a Conocophillips South America Ventures LTD. (Conocophillips), quedando la participación de los Partícipes en a) PAE, un 50%; b) ENAP, un 45%; y c) Conocophillips un 5%. Posteriormente, el 17 de septiembre de 2015 ENAP adquirió la totalidad de la participación de PAE en el CEOP, quedando la participación actual de los partícipes es 95% para ENAP y 5% para Conocophillips.

Finalmente, en el contexto de los contratos de cesión, ENAP cedió un 44% de los derechos, intereses y obligaciones del Contratista a COP Chile, lo cual contó con la aprobación del Ministerio de Energía y la toma de razón por parte de la Contraloría General de la República (17.11.2016). Finalizado este proceso, la participación de los socios quedó de la siguiente manera: ENAP 51% y COP Chile 49%.

Con fecha 13 de diciembre de 2016, ambos socios suscribieron el Joint Operating Agreement (JOA) para la operación del Bloque Coirón. El CEOP Bloque Coirón comprende un plazo máximo de 35 años, a partir de la fecha de su entrada en vigencia.

Sin actividad durante período enero-junio 2018.

**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.

En el mes de octubre de 2015 el Operador Geopark propuso al CEOP el paso al segundo periodo exploratorio. ENAP decidió no pasar dado los resultados de los pozos perforados. Durante el mes de noviembre Geopark envió al Ministerio de Energía carta indicando el paso al segundo periodo exploratorio e indicando la decisión de ENAP.

A junio 2018 no se han realizado actividades operativas en el bloque, ni se han generado nuevas inversiones en este bloque.

A la fecha se encuentra en operación el pozo Chercán X-1.

**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\$ 1,3 millones. En agosto de 2015, el Ministerio de Energía aceptó la solicitud del Consorcio respecto de extender el primer periodo exploratorio por un periodo de 18 meses, para poder completar los estudios del bloque.

En Comité de Coordinación realizado en diciembre 2016, se presenta el plan de trabajo del 2017, a diciembre 2017 no se han realizado actividades operativas en el bloque.

A junio 2018 no se han realizado actividades operativas en el bloque, ni se han generado nuevas inversiones en este bloque.

**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 MUS\$ 2.900. En agosto de 2015, el Ministerio de Energía aceptó la solicitud del Consorcio respecto de extender el primer periodo exploratorio por un periodo de 18 meses, para poder completar los estudios del bloque. En la actualidad el Operador trabaja en la actualización de los modelos geológicos y geofísicos que permitirán definir con mejor exactitud las nuevas propuestas de pozos.

En Comité de Coordinación de diciembre 2016, se presenta el plan de trabajo del 2017 donde finalizarán los estudios planificados para el 2016 y se continuará con el análisis de la información existente. Ello a fin de evaluar nuevos prospectos en Terciario, Tobífera y Springhill. Al 30 de junio de 2018 no se han realizado actividades operativas en el bloque, ni se han generado nuevas inversiones en este bloque.

**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%.

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

Durante diciembre de 2015 se revisó el estado del proyecto a la fecha y el paso del Consorcio al siguiente periodo. Wintershall y ENAP deciden no pasar al siguiente periodo. YPF continúa al segundo periodo exploratorio.

A la fecha, ENAP se encuentra en proceso de salida del bloque.

**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%.

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

Durante diciembre de 2015 se revisó el estado del proyecto a la fecha y el paso del Consorcio al siguiente periodo. YPF y ENAP deciden no continuar al siguiente periodo. Actualmente se encuentra en proceso de reversión del área al Estado. Sin actividad al 30 de junio de 2018.

## 19. OTROS NEGOCIOS

A continuación se incluye un detalle de la información al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 de los estados financieros de los Otros Negocios, los cuales forman parte del rubro Inversión en E&P del rubro propiedades, planta y equipos del Grupo:

Proyectos	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Pampa Del Castillo (a)	33.484	39.460	111	-	21.218	21.052	123	-
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	9.304	10.404	33.132	33.132	35.136	35.137	841	812
Mauro Dávalos Cordero (b)	40.373	45.143	143.761	143.760	152.460	152.460	3.649	3.525
El Turbio Este	-	-	2.009	2.057	-	-	-	-
Totales	83.161	95.007	179.013	178.949	208.814	208.649	4.613	4.337

Proyectos	Ingresos ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017	30.06.2018	30.06.2017
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Pampa Del Castillo (a)	35.605	32.281	29.196	32.000	3.459	(2.666)
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	30.262	27.957	14.670	15.305	11.589	9.215
Mauro Dávalos Cordero (b)	43.752	29.484	19.140	15.248	15.863	9.685
Totales	109.619	89.722	63.006	62.553	30.911	16.234

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 Reformativa 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 comprometiendo más inversiones en función de los resultados que se vayan obteniendo.

**c) El Turbio Este**

Con fecha 5 de septiembre de 2017 mediante el Decreto 0774/2017, el Gobierno de la Provincia de Santa Cruz adjudicó el Permiso Exploración del área El turbio Este a Enap Sipetrol Argentina S.A.

Conforme se estableciera en el “Participation and Bid Group Agreement” celebrado con la firma Conoco-phillips South America Ventures Ltd, se acordó la cesión del 50% de la participación en el permiso de exploración y en los compromisos de inversión y un Joint Operating Agreement para realizar las actividades exploratorias asociadas al Área.

Se encuentra en trámite ante la Autoridad de Aplicación ( Instituto de Energía de Santa Cruz) la extensión de la aprobación de la cesión conforme lo establece el art. 72 de la ley de Hidrocarburos N° 17.319.

Asimismo, se inscribió ante a la Inspección General de Justicia el contrato de Unión Transitoria celebrado entre esta sociedad y Conoco-phillips South America Ventures Ltd con la finalidad de llevar adelante conjuntamente las actividades exploratorias comprometidas en el Permiso de Exploración sobre el área.

**20. PROPIEDADES DE INVERSIÓN**

El movimiento es el siguiente:

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial, neto	7.370	7.461
Gasto por depreciación	(45)	(91)
Saldo final	<u>7.325</u>	<u>7.370</u>

Las propiedades de inversión corresponden principalmente a terrenos y bienes inmuebles que son 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 los bienes inmuebles fluctúa entre 10 y 20 años.

**21. PASIVOS FINANCIEROS**

El detalle de los pasivos financieros al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

<b>Rubro</b>	<b>Pasivos financieros mantenidos para negociar</b> MUS\$	<b>Pasivos financieros medidos a costo amortizado</b> MUS\$	<b>Derivados financieros de cobertura</b> MUS\$	<b>Total Otros Pasivos Financieros</b> MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	-	1.551.641	71.869	1.623.510
Pasivos por arrendamientos, corrientes (Nota 16)	-	40.792	-	40.792
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	1.119.368	-	1.119.368
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	7.678	-	7.678
Total pasivos financieros corrientes	<u>-</u>	<u>2.719.479</u>	<u>71.869</u>	<u>2.791.348</u>
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	3.083.638	13.547	3.097.185
Pasivos por arrendamientos, no corrientes (Nota 16)	-	69.335	-	69.335
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	3.629	-	3.629
Total pasivos financieros no corriente	<u>-</u>	<u>3.156.602</u>	<u>13.547</u>	<u>3.170.149</u>

Al 31 de diciembre de 2017

<b>Rubro</b>	<b>Pasivos financieros mantenidos para negociar</b> MUS\$	<b>Pasivos financieros medidos a costo amortizado</b> MUS\$	<b>Derivados financieros de cobertura</b> MUS\$	<b>Total Otros Pasivos Financieros</b> MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	-	882.194	78.016	960.210
Pasivos por arrendamientos, corrientes (Nota 17)	-	42.178	-	42.178
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	866.214	-	866.214
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	20.082	-	20.082
<b>Total pasivos financieros corrientes</b>	<b>-</b>	<b>1.810.668</b>	<b>78.016</b>	<b>1.888.684</b>
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	3.556.544	1.808	3.558.352
Pasivos por arrendamientos, no corrientes (Nota 17)	-	88.849	-	88.849
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	756	-	756
<b>Total pasivos financieros no corriente</b>	<b>-</b>	<b>3.646.149</b>	<b>1.808</b>	<b>3.647.957</b>

**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 commodity se utilizan para cubrir la variación del precio de crudo ICE Brent durante el ciclo de inventario, es decir, desde el momento de su compra hasta el período de venta de los productos refinados a partir de dicho crudo. Los instrumentos derivados corresponden a Time Spread Swaps.

**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:

<b>Activos de cobertura</b>	<b>30.06.2018</b>		<b>31.12.2017</b>	
	<b>Corriente</b> MUS\$	<b>No Corriente</b> MUS\$	<b>Corriente</b> MUS\$	<b>No Corriente</b> MUS\$
<b>Cobertura de tipo de cambio</b>				
Cobertura de flujo de caja	13.533	11.540	-	-
Garantías por Margin Call	-	(8.350)	-	-
<b>Cobertura de tasa de interés</b>				
Garantías por Margin Call	-	-	-	953
<b>Totales</b>	<b>13.533</b>	<b>3.190</b>	<b>-</b>	<b>953</b>

Pasivos de cobertura	30.06.2018		31.12.2017	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
<b>Cobertura de tipo de cambio</b>				
Cobertura de flujo de caja	41.128	13.547	31.843	1.808
<b>Cobertura de tasa de interés</b>				
Cobertura de flujo de caja	1.167	1.953	1.675	3.972
Garantías por Margin Call	(1.167)	(1.953)	(1.675)	(3.972)
<b>Cobertura de TSS</b>				
Cobertura de flujo de caja			46.173	
Cobertura de valor razonable	30.741	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>71.869</b>	<b>13.547</b>	<b>78.016</b>	<b>1.808</b>

**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	
			30.06.2018 MUS\$	31.12.2017 MUS\$
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Obligaciones por bonos	(43.135)	(17.720)
SWAP	Tasa de interés	Préstamos bancarios	(3.120)	953
TSS	Petróleo crudo	Inventarios	(30.741)	(46.173)
Forward	Tipo de cambio	Deudores comerciales	13.533	(15.931)
<b>Totales</b>			<b>(63.463)</b>	<b>(78.871)</b>

**iii) Efecto en resultado de los derivados de coberturas**

Los montos reconocidos en resultados y en resultados integrales por el período de seis meses terminado al 30 de junio de 2018 y 2017, son los siguientes:

	Acumulado		Trimestre	
	01.01.2018 30.06.2018 MUS\$	01.01.2017 30.06.2017 MUS\$	01.04.2018 30.06.2018 MUS\$	01.04.2017 30.06.2017 MUS\$
Abonos (cargos) reconocidos en Otros resultados integrales durante el período	66.830	74.033	44.317	12.531
Abonos (cargos) a resultados durante el período	(176.328)	35.504	(137.847)	15.097

**iv) Otros antecedentes sobre instrumentos financieros**

A continuación, se detallan los vencimientos de las coberturas

<b>Al 30 de junio de 2018</b>		<b>Nocional</b>						
<b>Derivados financieros</b>	<b>Valor razonable MUS\$</b>	<b>2018 MUS\$</b>	<b>2019 MUS\$</b>	<b>2020 MUS\$</b>	<b>2021 MUS\$</b>	<b>2022 MUS\$</b>	<b>2023 y siguientes MUS\$</b>	<b>Total MUS\$</b>
<b>Cobertura de tipo de cambio</b>								
Cobertura de flujo de caja	(29.602)	992.000	430.000	-	192.000	-	256.175	1.870.175
<b>Cobertura de tasa de interés</b>								
Cobertura de flujo de caja	(3.120)	-	-	303.706	-	-	-	303.706
Totales	<u>(32.722)</u>	<u>992.000</u>	<u>430.000</u>	<u>303.706</u>	<u>192.000</u>	<u>-</u>	<u>256.175</u>	<u>2.173.881</u>
			<b>Valor razonable MUS\$</b>					
Cobertura de TSS: Cobertura del valor razonable			<u>(30.741)</u>					
<b>Al 31 de diciembre de 2017</b>		<b>Nocional</b>						
<b>Derivados financieros</b>	<b>Valor razonable MUS\$</b>	<b>2018 MUS\$</b>	<b>2019 MUS\$</b>	<b>2020 MUS\$</b>	<b>2021 MUS\$</b>	<b>2022 MUS\$</b>	<b>2023 y siguientes MUS\$</b>	<b>Total MUS\$</b>
<b>Cobertura de tipo de cambio</b>								
Cobertura de flujo de caja	(33.651)	877.000	430.000	-	192.000	-	256.175	1.755.175
<b>Cobertura de tasa de interés</b>								
Cobertura de flujo de caja	953	-	-	303.706	-	-	-	303.706
Totales	<u>(32.698)</u>	<u>877.000</u>	<u>430.000</u>	<u>303.706</u>	<u>192.000</u>	<u>-</u>	<u>256.175</u>	<u>2.058.881</u>
			<b>Valor razonable MUS\$</b>					
Cobertura de TSS: Cobertura de flujo de caja			<u>(46.173)</u>					

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 US\$ (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 son precios cotizados (sin ajustar) en mercados activos para activos o pasivos que la entidad pueda acceder a la fecha de medición;

Nivel 2 son entradas que no sean los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa o indirectamente, y

Nivel 3 son datos no observables en mercado para el activo o pasivo, sino mediante técnicas de valorización.

	<b>Total</b>	<b>Clasificación de instrumentos financieros</b>		
	<b>30.06.2018</b>	<b>Nivel 1</b>	<b>Nivel 2</b>	<b>Nivel 3</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>Instrumentos financieros medidos a valor razonable</b>				
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	-	-	-	-
Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	16.723	-	16.723	-
<b>Total</b>	<b>16.723</b>	<b>-</b>	<b>16.723</b>	<b>-</b>
Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	54.675	-	54.675	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de valor razonable	30.741	-	30.741	-
<b>Total</b>	<b>85.416</b>	<b>-</b>	<b>85.416</b>	<b>-</b>

	<b>Total</b>	<b>Clasificación de instrumentos financieros</b>		
	<b>31.12.2017</b>	<b>Nivel 1</b>	<b>Nivel 2</b>	<b>Nivel 3</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>Instrumentos financieros medidos a valor razonable</b>				
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	-	-	-	-
Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	953	-	953	-
<b>Total</b>	<b>953</b>	<b>-</b>	<b>953</b>	<b>-</b>
Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	79.824	-	79.824	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de valor razonable	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>79.824</b>	<b>-</b>	<b>79.824</b>	<b>-</b>

## b) Préstamos que devengan intereses

i) **Resumen de préstamos** - El resumen de los préstamos que devengan intereses al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

	<b>Corriente</b>		<b>No Corriente</b>	
	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Préstamos de entidades financieras	861.635	549.122	162.273	196.089
Sobregiros bancarios (a)	20.125	68.981	-	-
Obligaciones con el público	669.881	264.091	2.921.365	3.360.455
<b>Totales</b>	<b>1.551.641</b>	<b>882.194</b>	<b>3.083.638</b>	<b>3.556.544</b>

**(a) Sobregiros bancarios:** Al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, se presentan sobregiros bancarios por MUS\$20.125 y MUS\$68.981 correspondientes a Enap Matriz.

**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 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Al 30 de junio de 2018				Corriente				No Corriente			
Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	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 (Cesce) (1)	Semestral	4,07%	5,19%	68.682	3.667	3.392	7.059	14.340	-	-	14.340
The Bank of New York Mellon (2)	Trimestral	5,09%	5,09%	150.000	10.810	30.000	40.810	79.642	9.910	-	89.552
The Bank of Nova Scotia (3)	Trimestral	3,84%	3,84%	80.000	5.410	16.000	21.410	42.476	15.905	-	58.381
Citibank NA	Vencimiento	Libor+2,75%	5,51%	32.000	-	32.163	32.163	-	-	-	-
Banco Itaú Argentina S.A.	Vencimiento	3,90%	3,90%	82.900	67.398	32.400	99.798	-	-	-	-
Banco Santander Río S.A.	Vencimiento	6,00%	6,00%	29.500	29.535	-	29.535	-	-	-	-
Banco Latinoamericano de Comercio Exterior S.A.	Vencimiento	Libor+1,50%	3,19%	10.000	10.009	-	10.009	-	-	-	-
Banco Santander	Vencimiento	5,90%	5,90%	9.000	9.105	-	9.105	-	-	-	-
BBVA Chile	Vencimiento	2,58%	2,58%	100.000	-	100.671	100.671	-	-	-	-
Banco de Crédito e Inversiones	Vencimiento	1,44%	1,44%	160.000	-	161.337	161.337	-	-	-	-
Scotiabank Chile	Vencimiento	2,39%	2,39%	100.000	-	100.360	100.360	-	-	-	-
Scotiabank Chile	Vencimiento	2,87%	2,87%	50.000	-	49.915	49.915	-	-	-	-
Banco de Chile	Vencimiento	2,85%	2,85%	7.170	-	100.113	100.113	-	-	-	-
Itaú Corpbanca	Vencimiento	3,03%	3,03%	100.000	-	99.351	99.351	-	-	-	-
Totales					135.934	725.702	861.635	136.458	25.815	-	162.273

Al 31 de diciembre de 2017				Corriente				No Corriente			
Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	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 (Cesce)(1)	Semestral	4,07%	5,19%	68.682	3.751	3.585	7.336	14.341	3.274	-	17.615
The Bank of New York Mellon (2)	Trimestral	3,54%	3,54%	150.000	8.736	30.000	38.736	79.617	29.856	-	109.473
The Bank of Nova Scotia (3)	Trimestral	3,09%	3,09%	80.000	1.344	10.667	12.011	42.462	26.539	-	69.001
Citibank NA	Vencimiento	3,25%	2,50%	32.000	32.034	-	32.034	-	-	-	-
Banco Itaú Argentina S.A.	Vencimiento	3,50%	3,50%	63.500	63.581	-	63.581	-	-	-	-
Banco Santander Río S.A.	Vencimiento	5,00%	5,00%	9.000	9.015	-	9.015	-	-	-	-
BBVA - Banco Francés S.A.	Vencimiento	2,90%	2,50%	25.000	25.047	-	25.047	-	-	-	-
BBVA Chile	Vencimiento	1,48%	1,48%	100.000	101.133	-	101.133	-	-	-	-
Banco de Crédito e Inversiones	Vencimiento	1,44%	1,44%	160.000	160.345	-	160.345	-	-	-	-
Scotiabank Chile	Vencimiento	1,80%	1,80%	100.000	99.884	-	99.884	-	-	-	-
Totales					344.525	204.597	549.122	136.420	59.669	-	196.089

Las tasas de interés nominal informadas son anuales.

**Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes el 30 de junio de 2018:**

Nombre	Rut	Moneda	País	Sociedad	Rut	País	Garantía
BNP Paribas (Cesce) (1)	0-E	Dólares	España	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
The Bank of New York Mellon (2)	0-E	Dólares	EE.UU.	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
The Bank of Nova Scotia (3)	0-E	Dólares	Canadá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Citibank NA	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Banco Itaú Argentina S.A.	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
BBVA - Banco Francés S.A.	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Banco Latinoamericano de Comercio Exterior S.A.	0-E	Dólares	Panamá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Banco Santander	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
BBVA Chile	97032000-8	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Crédito e Inversiones	97006000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Scotiabank Chile	97018000-1	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Scotiabank Chile	97018000-1	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	97004000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Itaú Corpbanca	97023000-9	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada

**Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes al 31 de diciembre de 2017:**

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS**



Nombre	Rut	Moneda	País	Sociedad	Rut	País	Garantía
BNP Paribas (Cesce)(1)	0-E	Dólares	España	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
The Bank of New York Mellon (2)	0-E	Dólares	EE.UU.	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
The Bank of Nova Scotia (3)	0-E	Dólares	Canadá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Citibank NA	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Banco ITAU Argentina S.A.	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Banco Santander Río S.A.	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
BBVA - Banco Francés S.A.	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
BBVA Chile	97032000-8	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Crédito e Inversiones	97006000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Scotiabank Chile	97018000-1	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada

**(1) 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 la 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. El préstamo correspondiente al Banco Société Générale se termin  de amortizar en octubre de 2017.

**(2) CITIBANK N.A. Y BANCO BILBAO VISCAYA ARGENTARIA**

Con fecha 6 de julio de 2016, Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito para financiar el Proyecto Incremental  rea Magallanes (PIAM) con Citibank, N.A. ("Citi") y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. ("BBVA"), con The Bank of New York Mellon como agente administrativo. El contrato cuenta con garantía de ENAP. El monto asciende a la suma de hasta 150 millones de dólares, los que podrán ser desembolsados escalonadamente a requerimiento de nuestra Empresa durante un año. El plazo de pago es de 5 años (con un período de gracia de 18 meses) y la tasa pactada es LIBOR trimestral más 1,85% de margen aplicable.

**(3) THE BANK OF NOVA SCOTIA**

Con fecha 3 de marzo de 2017, Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia, como segundo financiamiento del Proyecto Incremental  rea Magallanes (PIAM) por MUS\$80.000. El contrato cuenta con garantía de ENAP. El crédito tiene un período de disponibilidad de 6 meses para realizar los desembolsos. El plazo de pago es de 5 años, con amortizaciones trimestrales iguales a partir del mes 18, la tasa pactada es LIBOR trimestral más 1,4% de margen aplicable.

**iii) Detalle de obligaciones con el público**

El detalle y vencimientos de las obligaciones con el público al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, clasificadas en corriente y no corriente, se presentan en cuadro adjunto:

Al 30 de junio de 2018			Corriente						No Corriente			
Descripción	País	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Hasta	+3 meses a 1	Total	+1 año a 3 años MUS\$	+3 años a 5 años MUS\$	+5 años MUS\$	Total
						3 meses MUS\$	año MUS\$					
B-ENAP - B ( a.1 )	Chile	UF	9.750	4,55%	4,28%	8.711	406.942	415.653	-	-	-	-
Tipo 144 A ( b.1 )	EE.UU	US\$	115.308	6,25%	6,58%	3.485	-	3.485	114.987	-	-	114.987
Tipo 144 A ( b.2 )	EE.UU	US\$	174.411	5,25%	5,46%	3.567	-	3.567	173.619	-	-	173.619
Tipo 144 A ( b.3 )	EE.UU	US\$	410.281	4,75%	5,12%	-	1.317	1.317	-	405.826	-	405.826
B-ENAP - E ( a.2 )	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%	-	1.549	1.549	-	-	160.838	160.838
SIX Swiss ( b.4 )	Suiza	CHF	215.000	2,88%	2,88%	-	220.202	220.202	-	-	-	-
Tipo 144 A ( b.5 )	EE.UU	US\$	600.000	4,38%	4,56%	-	4.447	4.447	-	-	594.648	594.648
Tipo 144 A ( b.6 )	EE.UU	US\$	700.000	3,75%	5,50%	10.673	-	10.673	-	-	622.951	622.951
B-ENAP - F ( a.3 )	Chile	UF	6.500	2,05%	2,20%	-	813	813	-	-	272.738	272.738
Tipo 144 A ( b.7 )	EE.UU	US\$	600.000	4,50%	4,74%	8.175	-	8.175	-	-	575.758	575.758
Totales						34.611	635.270	669.881	288.606	405.826	2.226.933	2.921.365

Al 31 de diciembre de 2017			Corriente						No Corriente			
Descripción	País	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Hasta	+3 meses a 1	Total	+1 año a 3	+3 años a 5	+ 5 años	Total
						3 meses	año					
B-ENAP - B ( a.1 )	Chile	UF	9.750	4,55%	4,28%	9.043	-	9.043	425.400			425.400
Tipo 144 A ( b.1 )	EE.UU	US\$	115.308	6,25%	6,58%	3.504	-	3.504	114.902			114.902
Tipo 144 A ( b.2 )	EE.UU	US\$	174.411	5,25%	5,46%	3.564	-	3.564	173.475			173.475
Tipo 144 A ( b.3 )	EE.UU	US\$	410.281	4,75%	5,12%	-	1.384	1.384		405.231		405.231
B-ENAP - E ( a.2 )	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%	-	1.634	1.634			168.045	168.045
SIX Swiss ( b.4 )	Suiza	CHF	215.000	2,88%	2,88%	-	220.716	220.716	-			-
Tipo 144 A ( b.5 )	EE.UU	US\$	600.000	4,38%	4,56%	-	4.714	4.714			594.244	594.244
Tipo 144 A ( b.6 )	EE.UU	US\$	700.000	3,75%	5,50%	10.570	-	10.570			618.309	618.309
B-ENAP - F ( a.3 )	Chile	UF	6.500	2,05%	2,20%	-	862	862			285.248	285.248
Tipo 144 A ( b.7 )	EE.UU	US\$	600.000	4,50%	4,74%	8.100	-	8.100			575.601	575.601
Totales						34.781	229.310	264.091	713.777	405.231	2.241.447	3.360.455

**Otros antecedentes relacionados a las obligaciones con el público vigentes al 30 de junio de 2018:**

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	01-10-2033	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 ) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	30-10-2024	Sin Garantía
( b.6 ) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	05-08-2026	Sin Garantía
( a.3 ) Santander Corredores de Bolsa Limitada	97.036.000-K	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	08-05-2027	Sin Garantía
( b.7 ) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	14-09-2047	Sin Garantía

**Otros antecedentes relacionados a las obligaciones con el público vigentes al 31 de diciembre de 2017:**

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	01-10-2033	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 ) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	30-10-2024	Sin Garantía
( b.6 ) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	05-08-2026	Sin Garantía
( a.3 ) Santander Corredores de Bolsa Limitada	97.036.000-K	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	08-05-2027	Sin Garantía
( b.7 ) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	14-09-2047	Sin Garantía

a) Bonos Nacionales

1. Con fecha 15 de enero de 2009, la Empresa inscribió en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, 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.

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 Comisión para el Mercado Financiero, 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. Bono amortizado en su totalidad.

-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.

3. Con fecha 18 de mayo de 2017, 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 Comisión para el Mercado Financiero, bajo el N°823, de fecha 16 de octubre de 2015.

La colocación de bonos fue por monto de UF 6.500.000, a un plazo de 10 años, con una sola amortización final el 8 de mayo de 2027 y pagos de intereses semestrales. La tasa de interés de cupón es de 2,05% anual, y la tasa de colocación fue de 1,87% anual.

b) Bonos Internacionales:

1. Con fecha 08 de julio 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. Con fecha 05 de agosto de 2016 se hizo un prepago de capital por MUS\$ 184.692.

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. Con fecha 05 de agosto de 2016 se hizo un prepago de capital por MUS\$ 325.589.

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. Con fecha 05 de agosto de 2016 se hizo un prepago de capital por MUS\$ 89.719.

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 Zúrich), a una tasa de interés de 2,875% anual, 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.

6. Con fecha 05 de agosto de 2016, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 3,75% anual por un monto de MUS\$ 700.000.

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

7. Con fecha 14 de septiembre de 2017, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,50% anual por un monto de MUS\$ 600.000.

El plazo de vencimiento es a 30 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

22. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

a) El detalle del rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

	<b>Corriente</b>		<b>No Corriente</b>	
	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Acreedores comerciales	1.073.676	823.373	3.629	756
Acreedores varios	42.751	35.700	-	-
Otras cuentas por pagar	2.941	7.141	-	-
<b>Totales</b>	<b>1.119.368</b>	<b>866.214</b>	<b>3.629</b>	<b>756</b>

b) Detalle de vencimientos futuros

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	MUS\$	MUS\$
Hasta 30 días	1.112.491	860.026
Entre 31 y 60 días	2.648	624
Entre 61 y 90 días	537	930
Entre 91 y 180 días	682	413
Mas de 180 días	3.010	4.221
<b>Totales</b>	<b>1.119.368</b>	<b>866.214</b>

23. OTRAS PROVISIONES

i) **Detalle** - El desglose de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

<b>Concepto</b>	<b>Corriente</b>		<b>No Corriente</b>	
	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación (a)	-	-	120.272	117.781
Contratos onerosos	-	-	9.723	9.723
Otras provisiones	1.400	1.165	1.701	1.686
<b>Totales</b>	<b>1.400</b>	<b>1.165</b>	<b>131.696</b>	<b>129.190</b>

a) Corresponde a los costos estimados futuros 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.

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

	<b>Desmant. costos reestructuración rehabilitación</b>	<b>Contratos onerosos</b>	<b>Otras provisiones</b>	<b>Total</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2018	117.781	9.723	2.851	130.355
Provisiones adicionales	2.491	-	251	2.742
Provisión utilizada	-	-	(1)	(1)
Saldo final al 30 de junio de 2018	<u>120.272</u>	<u>9.723</u>	<u>3.101</u>	<u>133.096</u>
	<b>Desmant. costos reestructuración rehabilitación</b>	<b>Contratos onerosos</b>	<b>Otras provisiones</b>	<b>Total</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	112.068	13.919	3.654	129.641
Provisiones adicionales	12.300	-	197	12.497
Provisión utilizada	(6.587)	(4.196)	(619)	(11.402)
Reversión de provisión	-	-	(381)	(381)
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	<u>117.781</u>	<u>9.723</u>	<u>2.851</u>	<u>130.355</u>

#### 24. PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de las provisiones por beneficios a los empleados por el período terminado al 30 de junio de 2018 y 2017, es el siguiente:

Concepto:	Corriente		No Corriente	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Indemnización por años de servicios ( a )	15.288	12.750	86.817	96.444
Participación en utilidades y bonos del personal ( b )	19.000	23.501	-	-
Provisión de vacaciones	20.566	19.442	-	-
Otros beneficios ( c )	9.421	4.151	-	-
Totales	<u>64.275</u>	<u>59.844</u>	<u>86.817</u>	<u>96.444</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 a participación en utilidades en la sucursal Ecuador, establecidas por ley; bono renta variable asociados a la producción de las refinerías Aconcagua y Bío - Bío, el cual se encuentra establecido en los contratos colectivos vigentes y participación en utilidades y otros beneficios establecidos en los convenios colectivos y 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.

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

Al 30 de junio de 2018	Corriente				
	Indemnización por años de servicios MUS\$	Participación en utilidades y bonos variable MUS\$	Provisión vacaciones MUS\$	Otros provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2018	12.750	23.501	19.442	4.151	59.844
Provisiones adicionales	3.027	32.059	10.032	20.393	65.511
Provisión utilizada	(8.433)	(35.780)	(9.022)	(15.163)	(68.398)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(56)	(780)	114	40	(682)
Traspaso desde el largo plazo	8.000	-	-	-	8.000
<b>Saldo final al 30 de junio de 2018</b>	<b>15.288</b>	<b>19.000</b>	<b>20.566</b>	<b>9.421</b>	<b>64.275</b>

Al 31 de diciembre de 2017	Corriente				
	Indemnización por años de servicios MUS\$	Participación en utilidades y bonos variable MUS\$	Provisión vacaciones MUS\$	Otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	828	20.690	20.850	6.517	48.885
Provisiones adicionales	2.799	51.323	19.097	12.812	86.031
Provisión utilizada	(3.643)	(49.106)	(22.020)	(15.633)	(90.402)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	16	594	1.515	455	2.580
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>12.750</b>	<b>23.501</b>	<b>19.442</b>	<b>4.151</b>	<b>59.844</b>

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

**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 período después de realizar ciertos ajustes. Se reconoce una provisión cuando la entidad, se encuentra obligada por medio de los convenios colectivos del personal o contractualmente.

#### 24.2 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 período en el cual se generan, el detalle de las IAS no corriente es el siguiente:

Movimiento:	No Corriente	
	30.06.2018 MUS\$	31.12.2017 MUS\$
Saldo inicial	96.444	92.841
Costos por servicios	3.376	1.536
Costos por intereses	3.063	6.096
Pérdidas actuariales	(1.975)	6.561
Beneficios pagados	(5.737)	(6.997)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(6.099)	9.157
Traspaso al corto plazo	(2.255)	(12.750)
<b>Totales</b>	<b>86.817</b>	<b>96.444</b>

**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.

### 24.3 Hipótesis actuariales

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

Hipótesis:	30.06.2018 (no auditado)	31.12.2017
Tasa de descuento Chile	6,02%	6,02%
Tasa de descuento Ecuador	4,02%	4,02%
Tasa esperada de incremento inicial salarial Chile	5,30%	5,30%
Tasa esperada de incremento inicial salarial Ecuador	2,00%	2,00%
Tasa de retiro voluntario Chile	2,29%	2,29%
Tasa de retiro voluntario Ecuador	2,00%	2,00%
Tasa de rotación por despido Chile	0,10%	0,10%
Tasa de rotación por despido Ecuador	8,92%	8,92%
Tabla de mortalidad Chile	RV-2014	RV-2014
Tabla de mortalidad Ecuador	IESS2002	IESS2002
Edad de jubilación de mujeres	60	60
Edad de jubilación de hombres	65	65

La Empresa realiza anualmente una revisión de sus hipótesis actuariales de acuerdo a NIC 19 “Beneficios a los empleados”, la tasa de descuento nominal aplicada por referencia a nuevas curvas de tasas de interés de mercado se actualizó a fines de 2017. Ver efecto de sensibilidad en Nota 24.4.-

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.

### 24.4 Análisis de sensibilidad

El siguiente cuadro muestra los efectos de la sensibilización al 30 de junio de 2018 en la tasa de descuento utilizada para determinar el valor actuarial de la provisión de IAS:

<u>Chile</u>	<u>Valor contable</u>	<u>Análisis de sensibilidad</u>	
	Valor actuarial MUS\$	99.946	105.733
Tasa de Descuento	6,02%	5,02%	7,02%
Sensibilidad porcentual	-	-17,00%	17,00%
Sensibilidad en MUS\$	-	5.787	(5.691)
<u>Ecuador</u>	<u>Valor contable</u>	<u>Análisis de sensibilidad</u>	
Valor actuarial MUS\$	2.159	1.991	2.018
Tasa de Descuento	4,02%	3,52%	4,52%
Sensibilidad porcentual	-	-12,00%	12,00%
Sensibilidad en MUS\$	-	(168)	(141)

25. PATRIMONIO

**a) Cambios en el patrimonio:**

El artículo 6° transitorio de la Ley N°21.025 autorizó al Ministerio de Hacienda, mediante Decreto Supremo N°1639 del 06 de noviembre de 2017, para efectuar un aporte extraordinario de capital a la Empresa Nacional del Petróleo por un monto de MUS\$ 400.000, este aporte se realizará mediante uno o más depósitos, en un plazo que no podrá exceder el 06 de agosto de 2018, este aporte será financiado con recursos disponibles en activos financieros del Tesoro Público. Dicho aporte fue incorporado en el presupuesto del año 2018.

Una vez materializado este aporte el Capital pagado alcanzará los MUS\$1.632.332 y el Patrimonio de la Empresa se incrementará en el aporte recibido.

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 períodos anteriores.

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

- a) Autorizar a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar las utilidades obtenidas el período 2010.
- b) Autorizar a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar el 100% de las utilidades obtenidas el período 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.

El Oficio Ord. N° 1292 punto c), se ha aplicado anualmente en forma consistente, desde su promulgación a la fecha.

**b) Capital emitido**

El detalle del capital pagado y emitido al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Capital pagado	1.232.332	1.232.332
Aporte extraordinario de capital - D.S. N° 1.639 - 06.11.2017	<u>400.000</u>	<u>400.000</u>
Capital autorizado	1.632.332	1.632.332
Aumento de capital por enterar	<u>(400.000)</u>	<u>(400.000)</u>
Totales	<u><u>1.232.332</u></u>	<u><u>1.232.332</u></u>

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 Empresa, 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 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Diferencia de cambio por conversión (i)	(76.982)	(76.141)
Coberturas de flujo de caja (ii)	5.369	(46.093)
Reservas actuariales en planes de beneficios definidos	(10.959)	(11.498)
Disponible para la venta	1.190	1.190
Reservas varias (iii)	485	3.592
<b>Totales</b>	<b><u>(80.897)</u></b>	<b><u>(128.950)</u></b>

**i) Diferencia de cambio por conversión**

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Saldo al inicio del ejercicio	(76.141)	(77.491)
Resultado por cambios en empresas coligadas	(841)	1.350
<b>Totales</b>	<b><u>(76.982)</u></b>	<b><u>(76.141)</u></b>

**ii) Cobertura de flujo de caja**

	<b>Total</b>	<b>Movimiento</b>	<b>Total</b>
	<b>31.12.2017</b>	<b>2018</b>	<b>30.06.2018</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Composición de otras reservas en las coberturas de flujos de caja:			
Cross Currency Swap / Bonos y Arriendo Financiero	(3.881)	19.310	15.429
SWAP y tasa de interés préstamos bancarios	(3.971)	1.964	(2.007)
Contratos Forward de cambio de moneda extranjera	(403)	2.315	1.912
Time Spread Swap (TSS) (1)	(56.907)	56.907	-
Impuesto a la renta y diferido de derivados	19.069	(29.034)	(9.965)
<b>Totales</b>	<b><u>(46.093)</u></b>	<b><u>51.462</u></b>	<b><u>5.369</u></b>

(1) El movimiento del año 2018, de las Coberturas de flujo de caja asociadas a instrumentos Time Spread Swap, fueron reversadas con fecha 1 de enero de 2018, Debido a que a partir de esta fecha, la Empresa adoptó la NIIF 9 "Instrumentos financieros", con lo cual estos instrumentos y su estrategia de cobertura fueron clasificadas como Cobertura del valor razonable, reconociendo los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura en el resultado del período.

**ii) Otras reservas varias**

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Saldo Inicial Reservas Varias	3.592	(2.446)
Cambios en reservas GNL Quintero S.A.	(3.068)	2.651
Cambios en reservas Geotérmica del Norte S.A.	-	951
Cambios en reservas Oleoducto Trasandino Chile S.A.	(39)	3.895
Cambios en reservas Cía.Hidrógeno de Bio Bio S.A. por compra	-	(1.459)
<b>Totales</b>	<u><u>485</u></u>	<u><u>3.592</u></u>

**d) Ganancias (pérdidas) acumuladas**

La composición de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Saldo al inicio del ejercicio	(287.961)	(310.674)
Resultado del ejercicio / período	1.997	22.708
Otras variación de resultados acumulados	(7.259)	5
<b>Totales</b>	<u><u>(293.223)</u></u>	<u><u>(287.961)</u></u>

**26. PARTICIPACION NO CONTROLADORA**

El detalle de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 30 de junio de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 y resultados consolidados del Grupo por el período de seis meses terminado al 30 de junio de 2018 y 2017, es el siguiente:

<b>Entidad</b>	<b>Participación no controladora en patrimonio</b>		<b>Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras</b>	
	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>30.06.2017</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Compañía de Hidrógeno del Bio-Bio S.A.	-	-	-	556
Enap Refinerías S.A.	178	144	(9)	9
<b>Totales</b>	<u><u>178</u></u>	<u><u>144</u></u>	<u><u>(9)</u></u>	<u><u>565</u></u>

**27. SEGMENTOS DE NEGOCIO**

**Criterios de segmentación**

La estructura de segmentación utilizada por el Grupo ENAP y definida por el Directorio de ENAP, y 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.

*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 Enap 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, Lenga y Dorado-Riquelme, en alianza con las empresas ConocoPhillips (Coirón) y Methanex (Lenga y Dorado Riquelme), 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. 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 en capacidad de refinación. 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 marítimos, 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, 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.

<b>Al 30 de junio de 2018</b>	<b>E&amp;P</b>	<b>R&amp;C</b>	<b>G&amp;E</b>	<b>(1)</b>	<b>Total</b>
	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>
Ingresos actividades ordinarias	306.490	3.694.198	157.638	-	4.158.326
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	131.653	105.269	42.050	(278.972)	-
Costos de ventas	(232.672)	(3.584.037)	(141.797)	-	(3.958.506)
Costos de ventas, interlineas	(97.020)	(139.902)	(42.050)	278.972	-
<b>Ganancia bruta</b>	<b>108.451</b>	<b>75.528</b>	<b>15.841</b>	<b>-</b>	<b>199.820</b>
Otros ingresos, por función	29.779	9.206	900	678	40.563
Costos de distribución	(24.938)	(96.366)	(2.642)	(1)	(123.947)
Gastos de administración	(17.571)	(21.084)	(2.194)	(20.247)	(61.096)
Otros gastos por función	(16.013)	-	-	(440)	(16.453)
<b>Ganancia (pérdida) de actividades operacionales</b>	<b>79.708</b>	<b>(32.716)</b>	<b>11.905</b>	<b>(20.010)</b>	<b>38.887</b>
Ingresos financieros	2.209	418	-	(1.027)	1.600
Costos financieros	(11.980)	(43.770)	-	(59.733)	(115.483)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	2	2.139	8.812	(95)	10.858
Diferencias de cambio	(6.783)	(552)	-	(6.144)	(13.479)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>63.156</b>	<b>(74.481)</b>	<b>20.717</b>	<b>(87.009)</b>	<b>(77.617)</b>
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	(8.369)	17.297	(5.936)	76.613	79.605
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>54.787</b>	<b>(57.184)</b>	<b>14.781</b>	<b>(10.396)</b>	<b>1.988</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a:</b>					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	54.757	(58.338)	14.781	(9.203)	1.997
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	30	1.154	-	(1.193)	(9)
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>54.787</b>	<b>(57.184)</b>	<b>14.781</b>	<b>(10.396)</b>	<b>1.988</b>

<b>Al 30 de junio de 2017</b>	<b>E&amp;P MUS\$</b>	<b>R&amp;C MUS\$</b>	<b>G&amp;E MUS\$</b>	<b>(1) MUS\$</b>	<b>Total MUS\$</b>
Ingresos actividades ordinarias	273.517	2.699.532	130.255	-	3.103.304
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	32.178	77.474	37.792	(147.444)	-
Costos de ventas	(240.703)	(2.499.996)	(128.875)	-	(2.869.574)
Costos de ventas, interlineas	(13.212)	(96.439)	(37.793)	147.444	-
<b>Ganancia bruta</b>	<b>51.780</b>	<b>180.571</b>	<b>1.379</b>	<b>-</b>	<b>233.730</b>
Otros ingresos	1.235	11.249	-	2.740	15.224
Costos de distribución	(22.824)	(84.907)	(1.605)	-	(109.336)
Gastos de administración	(15.239)	(16.387)	(2.317)	(16.021)	(49.964)
Otros gastos por función	(17.952)	14	-	(216)	(18.154)
<b>Ganancia (pérdida) de actividades operacionales</b>	<b>(3.000)</b>	<b>90.540</b>	<b>(2.543)</b>	<b>(13.497)</b>	<b>71.500</b>
Otras ganancias (pérdidas)	-	158	-	16.692	16.850
Ingresos financieros	1.692	533	-	(92)	2.133
Costos financieros	(6.287)	(37.975)	-	(49.291)	(93.553)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	(2)	91	-	7.675	7.764
Diferencias de cambio	(3.182)	4.217	-	(1.539)	(504)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>(10.779)</b>	<b>57.564</b>	<b>(2.543)</b>	<b>(40.052)</b>	<b>4.190</b>
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	1.949	(20.136)	636	53.336	35.785
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(8.830)</b>	<b>37.428</b>	<b>(1.907)</b>	<b>13.284</b>	<b>39.975</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a:</b>					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(8.805)	36.212	(1.907)	13.910	39.410
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(25)	1.216	-	(626)	565
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(8.830)</b>	<b>37.428</b>	<b>(1.907)</b>	<b>13.284</b>	<b>39.975</b>

(1) En esta columna 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, por el período de seis meses terminado al 30 de junio de 2018 y 2017:

<b>Venta por Productos</b>	<b>30.06.2018</b>				<b>30.06.2017</b>			
	<b>E&amp;P MUS\$</b>	<b>R&amp;C MUS\$</b>	<b>G&amp;E MUS\$</b>	<b>Total MUS\$</b>	<b>E&amp;P MUS\$</b>	<b>R&amp;C MUS\$</b>	<b>G&amp;E MUS\$</b>	<b>Total MUS\$</b>
Crudo	91.582	-	-	91.582	93.225	-	-	93.225
Gas Natural	122.067	-	157.638	279.705	111.187	-	130.256	241.443
Gas Licuado de Petróleo	-	108.995	-	108.995	-	54.884	-	54.884
Gasolinas	-	1.298.637	-	1.298.637	-	1.104.355	-	1.104.355
Kerosene	-	395.106	-	395.106	-	219.656	-	219.656
Diesel	-	1.520.290	-	1.520.290	-	1.038.327	-	1.038.327
Petróleo Combustible	-	214.422	-	214.422	-	194.688	-	194.688
Petroquímicos	-	29.853	-	29.853	-	24.417	-	24.417
Otros Productos	-	123.242	-	123.242	-	45.058	-	45.058
Otros ingresos	2.915	3.653	-	6.568	2.169	17.758	-	19.927
Venta de servicios	89.926	-	-	89.926	66.935	389	-	67.324
<b>Totales</b>	<b>306.490</b>	<b>3.694.198</b>	<b>157.638</b>	<b>4.158.326</b>	<b>273.516</b>	<b>2.699.532</b>	<b>130.256</b>	<b>3.103.304</b>

Ventas Geográficas	30.06.2018				30.06.2017			
	E&P MUS\$	R&C MUS\$	G&E MUS\$	Total MUS\$	E&P MUS\$	R&C MUS\$	G&E MUS\$	Total MUS\$
Nacionales	95.485	3.588.356	157.638	3.841.479	89.811	2.649.517	110.368	2.849.696
Extranjeras	211.005	105.842	-	316.847	183.705	50.015	19.888	253.608
Totales	<u>306.490</u>	<u>3.694.198</u>	<u>157.638</u>	<u>4.158.326</u>	<u>273.516</u>	<u>2.699.532</u>	<u>130.256</u>	<u>3.103.304</u>

La comercialización de los productos refinados por la filial Enap Refinerías S.A., se canaliza a través de las empresas 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, Esmax, Enex, Lipigas, Abastecedora de Combustibles y Methanex.

#### 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.

#### 28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

El detalle de este rubro por el período de seis y tres meses terminado al 30 de junio de 2018 y 2017, es el siguiente:

Detalle	01.01.2018	01.01.2017	01.04.2018	01.04.2017
	30.06.2018 MUS\$	30.06.2017 MUS\$	30.06.2018 MUS\$	30.06.2017 MUS\$
Venta de crudo	91.582	93.225	35.708	45.736
Venta de gas natural	237.595	195.607	127.280	98.124
Ingreso por compensación de gas (1)	42.110	45.835	25.915	28.331
Venta de productos refinados	3.690.545	2.681.385	1.929.057	1.302.517
Venta de servicios petroleros	89.926	67.325	44.101	33.789
Otros ingresos de operación	6.568	19.927	3.428	17.456
Totales	<u>4.158.326</u>	<u>3.103.304</u>	<u>2.165.490</u>	<u>1.525.953</u>

(1) El Ministerio de Energía está facultado para compensar a ENAP por un monto máximo de M\$ 58.521.878 por el año 2018 y M\$ 66.701.945 por el año 2017, de acuerdo a la Ley de Presupuestos del Sector Público aprobada por el Congreso Nacional.

**29. COSTOS DE VENTAS**

El desglose de los costos de ventas por el período de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2018 y 2017:

	<b>01.01.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.01.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$	<b>01.04.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.04.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$
Costo de crudo y gas	371.712	292.505	214.353	134.914
Costo de productos refinados (1)	3.331.173	2.294.325	1.717.508	1.128.719
Costo por venta de servicios	46.819	43.433	24.587	19.115
Otros costos de operación	208.802	239.311	109.294	112.785
<b>Totales</b>	<b>3.958.506</b>	<b>2.869.574</b>	<b>2.065.742</b>	<b>1.395.533</b>

(1) Formando parte del costo de productos refinados se incluye el efecto devengado neto de las coberturas del valor razonable para los instrumentos Time Spread Swap, durante el período un cargo de MUS\$ 125.092 (abono de MUS\$17.440 al 30 de junio de 2017), las cuales tuvieron por objetivo desplazar financieramente la ventana de toma de precios de los embarques de crudo y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados toman precio, mitigando la exposición del “time spread” al que la Empresa se encuentra expuesta de manera natural.

**30. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN**

El desglose de los costos de distribución por el período de seis y tres meses terminado al 30 de junio de 2018 y 2017, es el siguiente:

	<b>01.01.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.01.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$	<b>01.04.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.04.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$
Servicios de logística	11.013	4.573	5.492	2.289
Transporte por oleoductos	20.300	17.082	9.351	8.772
Transporte marítimo	35.744	41.927	15.325	20.004
Transporte terrestre	12.365	9.639	8.957	5.679
Gastos del personal	14.906	12.442	7.362	5.749
Otros	29.620	23.673	15.584	11.742
<b>Totales</b>	<b>123.947</b>	<b>109.336</b>	<b>62.070</b>	<b>54.235</b>

### 31. OTROS GASTOS POR FUNCIÓN

El desglose de los otros gastos por función, por el período de seis y tres meses terminado al 30 de junio de 2018 y 2017:

	<b>01.01.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.01.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$	<b>01.04.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.04.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$
Costos de campañas exploratorias	7.751	7.008	3.445	4.727
Pozos secos de exploración y abandonos	4.074	6.435	2.205	4.780
Costos de exploración y otros	4.628	4.711	2.426	1.690
<b>Totales</b>	<b>16.453</b>	<b>18.154</b>	<b>8.076</b>	<b>11.197</b>

### 32. COSTOS FINANCIEROS

El desglose de los costos financieros por el período de seis y tres meses terminado al 30 de junio de 2018 y 2017, es el siguiente:

<b>Conceptos</b>	<b>01.01.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.01.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$	<b>01.04.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.04.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$
Intereses de sobregiros y préstamos bancarios	20.789	14.813	11.843	5.418
Intereses de obligaciones con el público	82.357	67.950	40.434	34.868
Intereses de obligaciones por arrendamiento	2.071	833	1.872	833
Intereses de otras cuentas por pagar y otros pasivos no financieros	9.304	5.949	6.634	3.010
Otros desembolsos asociados a intereses	240	1.291	(751)	768
<b>Total costo por intereses</b>	<b>114.761</b>	<b>90.836</b>	<b>60.032</b>	<b>44.897</b>
Liquidaciones de derivados (swap)	1.458	158	2.759	793
Intereses devengados por derivados (swap)	4.869	5.128	1.013	2.197
Menos:				
Intereses capitalizados	(5.605)	(2.569)	(3.015)	(230)
<b>Total costos financieros</b>	<b>115.483</b>	<b>93.553</b>	<b>60.789</b>	<b>47.657</b>

### 33. GASTOS DEL PERSONAL

La composición de esta partida por el período de seis y tres meses terminado al 30 de junio de 2018 y 2017 es el siguiente:

	<b>01.01.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.01.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$	<b>01.04.2018</b> <b>30.06.2018</b> MUS\$	<b>01.04.2017</b> <b>30.06.2017</b> MUS\$
Sueldos y salarios	98.647	88.146	48.612	42.709
Beneficios a corto plazo empleados	86.394	70.241	43.891	33.090
Otros gastos de personal	7.589	5.241	3.803	3.313
Otros beneficios a largo plazo	17.797	14.687	5.439	4.322
<b>Totales</b>	<b>210.427</b>	<b>178.315</b>	<b>101.745</b>	<b>83.434</b>

**34. 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 por el período de seis y tres meses terminado al 30 de junio de 2018 y 2017:

<b>Conceptos</b>	<b>01.01.2018</b>	<b>01.01.2017</b>	<b>01.04.2018</b>	<b>01.04.2017</b>
	<b>30.06.2018</b>	<b>30.06.2017</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>30.06.2017</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Efectivo y equivalente al efectivo	(8.364)	(6.952)	(5.532)	(5.622)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(35.347)	5.089	(43.499)	1.046
Resultado cobertura forward	27.434	(7.806)	37.761	(1.095)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	1.734	(557)	(39)	28
Cuentas por cobrar y por pagar por impuestos	(23.318)	7.075	(21.569)	744
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	13.266	(489)	13.213	(2.065)
Provisiones corriente	3.648	(574)	4.194	152
Provisiones no corriente	12.904	(554)	14.845	138
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	40.704	(23.902)	66.719	(13.056)
Resultado cobertura pasivos financieros corriente y no corriente	(41.995)	30.079	(68.609)	18.486
Otros	(4.145)	(1.913)	(4.128)	(2.772)
<b>Totales</b>	<u>(13.479)</u>	<u>(504)</u>	<u>(6.644)</u>	<u>(4.016)</u>

**35. MONEDA EXTRANJERA**

El desglose de moneda extranjera al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

<b>Activos</b>	<b>Moneda</b>	<b>Moneda</b>	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
	<b>extranjera</b>	<b>funcional</b>	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	\$ No reajutable	Dólar	32.812	12.126
	\$ Argentinos	Dólar	4.552	10.352
	£ Libras Egipcias	Dólar	6.155	6.069
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	\$ No reajutable	Dólar	610.513	595.505
	\$ reajutable	Dólar	1.702	1.830
	\$ Argentinos	Dólar	17.391	7.541
Activos por impuestos corrientes	\$ No reajutable	Dólar	90.834	95.144
	\$ reajutable	Dólar	116.858	76.460
	\$ Argentinos	Dólar	26.440	38.224
Otros activos financieros no corrientes	\$ reajutable	Dólar	3.190	-
Derechos por cobrar no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	14	15
	\$ reajutable	Dólar	10.798	12.010
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	\$ reajutable	Dólar	299	314
<b>Totales</b>			<u>921.558</u>	<u>855.590</u>

	Moneda	Moneda	30.06.2018				31.12.2017			
			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
Pasivos	extranjera	funcional	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	\$ reajutable	Dólar	11.014	427.389	-	-	9.316	2.496	-	-
	CHF Franco Suizo	Dólar	2.567	238.375	-	-	1.868	220.716	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ No reajutable	Dólar	52.516	-	-	-	92.350	-	-	-
	\$ reajutable	Dólar	19.026	-	-	-	3.681	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	35.879	-	-	-	50.235	-	-	-
	Euro	Dólar	1.923	-	-	-	1.774	-	-	-
	Dólar Canadiense	Dólar	1	-	-	-	1	-	-	-
	Yen Japonés	Dólar	2	-	-	-	406	-	-	-
	Libra esterlina	Dólar	54	-	-	-	45	-	-	-
Pasivos por Impuestos corrientes	\$ No reajutable	Dólar	59.956	-	-	-	85.997	-	-	-
	\$ reajutable	Dólar	880	-	-	-	2.188	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	3.334	-	-	-	3.270	-	-	-
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	\$ No reajutable	Dólar	34.838	-	-	-	30.672	-	-	-
	\$ reajutable	Dólar	17.823	-	-	-	12.697	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	2.072	-	-	-	2.811	1.813	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	\$ Argentinos	Dólar	-	-	-	-	52	-	-	-
Otros pasivos financieros no corrientes	\$ reajutable	Dólar	-	-	13.547	433.576	-	-	437.289	426.720
	CHF Franco Suizo	Dólar	-	-	-	-	-	-	13.772	(8.179)
Otras provisiones a largo plazo	\$ Argentinos	Dólar	-	-	9.005	-	-	-	8.654	-
Pasivo por impuestos diferidos	\$ No reajutable	Dólar	-	-	-	-	-	-	4.534	-
Pasivo por impuestos diferidos	\$ Argentinos	Dólar	-	-	4.494	-	-	-	-	-
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ No reajutable	Dólar	-	-	10.893	28.537	-	-	12.696	33.347
	\$ reajutable	Dólar	-	-	14.473	30.756	-	-	15.471	32.876
Otros pasivos no financieros no corrientes	\$ Argentinos	Dólar	-	-	1.988	-	-	-	2.364	-
			<u>241.885</u>	<u>665.764</u>	<u>54.400</u>	<u>492.869</u>	<u>297.363</u>	<u>225.025</u>	<u>494.780</u>	<u>484.764</u>

### 36. 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 Ecuador, destina dentro de su Plan Anual de Gestión (PAG) valores para inversiones que potencializan el cumplimiento, iniciativas y las buenas prácticas ambientales con el objeto de tener una operación responsable y sostenible con el medio ambiente que permita continuar con la certificación de Carbono Neutral. El foco está en continuar con la certificación de Carbono Neutral. El foco está en la realización de controles constantes a los componentes medio ambientales, físicos o abióticos (Aire, Agua y tierra) y bióticos asociados a la preservación de la flora y fauna. Todas estas actividades enmarcadas en el seguimiento del Plan de Manejo Ambiental (PMA) en MDC y PBHI, que incluyen cuadrillas de control ambiental, la gestión integral de desechos, caracterización y remediación de pasivos ambientales. Dentro de las iniciativas operacionales para el 2018 se tiene contemplado implementar en el campamento base de ENAP SIPEC un sistema de generación de energía fotovoltaica, las inversiones en nuestras operaciones en Ecuador para el cierre al 30 de junio de 2018, por motivo de Iniciativas y Proyectos ambientales es de MUS\$ 510.

En ENAP Sipetrol Argentina, los recursos destinados a proyectos e iniciativas ambientales corresponden a aspectos de operación corriente y gestión de nuevos proyectos. En los aspectos de operación corriente se incluye principalmente el transporte y tratamiento de residuos, el tratamiento de efluentes líquidos, la realización de monitoreo ambiental y la tramitación y mantenimiento de permisos ante autoridades. Así también se encuentran los gastos requeridos para mantener activo el plan de contingencias frente a derrames, entre los cuales se incluye consultoría especializada para la preparación y acuerdos con empresas especializadas en la respuesta a eventuales derrames. En cuanto a la gestión de nuevos proyectos, se incluye la realización de estudios ambientales (evaluaciones de impacto y campañas de monitoreo) y las tasas asociadas a la obtención de los nuevos permisos ambientales. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales de Enap Sipetrol Argentina al 30 de junio ascienden a MUS\$ 2.770.

En ENAP Magallanes se realizan actividades asociadas a exploración y producción de yacimientos de hidrocarburos por la línea E&P y actividades relacionadas con refinación, logística y comercialización asociadas a la explotación de los activos de refinación y terminales marítimos por la línea R&C; para el desarrollo de dichas actividades se requiere la ejecución de diversas iniciativas que den cumplimiento a los compromisos establecidos en las tramitaciones ambientales de nuestros Proyectos y a las normativas ambientales que aplican a nuestra actividad. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales de ENAP Magallanes al 30 de junio ascienden a MUS\$ 450.

En Refinería Aconcagua los proyectos e iniciativas ambientales definidas para el año 2018 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, ejecución del plan de cumplimiento presentado a la Superintendencia del Medio Ambiente. El monto utilizado para los proyectos ambientales de Refinería Aconcagua al 30 de junio corresponde a MUS\$ 970.

En Refinería Bío Bío el enfoque y los recursos destinados a los proyectos e iniciativas ambientales Bío Bío 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. El monto utilizado para los proyectos ambientales de Refinería Bío Bío al 30 de junio corresponde a MUS\$ 10.800.

### 37. JUICIOS Y COMPROMISOS COMERCIALES

Existen diversos juicios y acciones legales en que Grupo de Empresas ENAP es la parte demandada. Estos juicios son derivados de sus operaciones, y en general 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):***

#### **Partes: Enap Refinerías S.A. con Armadores de la Motonave LR Mimosa y/o fletadores y/u operadores.**

Rol: 17-2014 tomo IV (ex C-17-2014), Ministro de Corte de Apelaciones de Valparaíso Sr. Droppelmann, actuando como Tribunal Unipersonal

Materia: Indemnización de Perjuicios.

Cuantía: MUS\$ 8.256.

**Breve Relación de los hechos:** Derrame de crudo en la Bahía de Quintero del B/T Mimosa.

**Estado actual:** Se contestó la demanda por Armadores de LR Mimosa y por Ultratug. Con fecha 12 de julio se lleva a cabo audiencia de conciliación, suspendiéndose para nueva fecha a solicitud de las partes. Para continuar con el procedimiento, el Tribunal fija nueva fecha de audiencia de conciliación para el 11 y 12 de julio de 2018.

#### **Partes: Francisco Acevedo y Otros con Armadores de la Motonave LR Mimosa, y Otros.**

**Rol N°:** 17-2014, a la que se han acumulado causas Rol N°17-2014 Tomo I (ex 22-2014); Rol N°17-2014 Tomo II (ex 23-2014); Rol N°17-2014 Tomo III (ex 1-2015); Rol N°17-2014 Tomo V (ex 8-2015); y Rol N°17-2014 Tomo VI (ex 9-2015), Rol N°17-2014 Tomo VII; Rol N°17-2014 Tomo VIII; Rol N°17-2014 Tomo IX; Rol N°17-2014 Tomo X; Rol N°17-2014 Tomo XI; Rol N°17-2014 Tomo XII (ex 1-2017); Rol N°17-2014 Tomo XIII (ex 2-2017); y Rol N°17-2014 Tomo XIV (ex 3-2017 Ministro de Corte Apelaciones de Valparaíso Sr. Droppelmann, actuando como Tribunal Unipersonal.

**Materia:** Indemnización de perjuicios según Ley de Navegación.

**Cuantía:** MUS\$ 111.700

**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.

**Estado actual:** Con fecha 02 y 17 de octubre de 2017 se ordenó la acumulación de las causas Rol N°1-2017, Rol N° 2-2017 y Rol N°3-2017 a la presente causa, pasando a denominarse Rol N° 17-2014 Tomo XII, Rol N°17-2014 Tomo XIII y Rol N°17-2017 Tomo XIV, respectivamente. Se ordenó la suspensión de la presente causa y las acumuladas hasta que se certifique que todas lleguen al mismo estado. En el mes de diciembre de 2017 se contestaron las causas rol N° 17-2014 Tomo XII y XIV por los demandados y se citó a audiencia de conciliación para el 11 de abril de 2018. La causa Rol N° 17 tomo XIII, el Tribunal tuvo por no subsanada la demanda en contra de los demandados al acogerse excepción dilatoria, resolución que fue revocada por la Corte de Apelaciones en

mérito de recurso de apelación de la demandante. Los demandados contestan la demanda dentro de plazo durante el mes de junio de 2018.

**Partes: Sindicato de trabajadores independientes, pescadores artesanales, buzos mariscadores y ramos similares de Caleta Horcón y otros con Aes Gener S.A. y Otros.**

**RIT N°:** D-30-2016. Segundo Tribunal Ambiental.

**Cuantía:** Indeterminada

**Materia:** Acción de declaración y reparación de daño ambiental.

**Breve relación de hechos:** Con fecha 1 de julio de 2016, los actores presentaron ante el Ilustre Tribunal Ambiental una demanda de declaración y reparación material del supuesto daño ambiental generado por las empresas emplazadas en el sector de Ventana, V Región, durante todos los años en que han funcionado en el sector. Entre dichas empresas, se encuentra ENAP, una de las demandadas por su filial Enap Refinerías S.A.

**Estado actual:** Con fecha 06 de diciembre de 2017, la demandante presentó al Tribunal las bases de preacuerdo al que habrían arribado las partes. El Tribunal ordenó la suspensión del procedimiento y la notificación de la resolución que recibió la causa a prueba a una de las demandadas, en cumplimiento de lo resuelto por la Corte de Apelaciones de Santiago conociendo la apelación de la referida resolución. Tribunal Ambiental ordena nuevamente a la demandante notificar a empresa demandada que a la fecha se encuentra pendiente, manteniendo la suspensión del procedimiento.

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

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

**Materia:** Acción de declaración y reparación de 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:** El 13 de marzo de 2018 se dictó y notificó sentencia a las partes, el Tribunal rechazó la demanda de reparación de daño ambiental por no existir elementos en el expediente que acrediten la existencia de un daño significativo al medio ambiente. La I. Municipalidad de Quintero impugnó la sentencia con fecha 03 de abril de 2018, pendiente resolución del Tribunal sobre su admisibilidad. Se declararon admisibles los recursos y se ordenaron elevarlos a la Corte Suprema. El 12 de junio de 2018, se elevó expediente a la Corte Suprema, procediendo la declaración de admisibilidad por parte de esta Corte.

**Partes: Sindicato de trabajadores independientes, pescadores artesanales, buzos mariscadores y ramos similares de Caleta Horcón y otros con Aes Gener S.A. y Otros.**

**RIT N°:** D-30-2016. Segundo Tribunal Ambiental.

**Cuantía:** Indeterminada

**Materia:** Acción de declaración y reparación de daño ambiental.

**Breve relación de hechos:** Con fecha 1 de julio de 2016, los actores presentaron ante el Ilustre Tribunal Ambiental una demanda de declaración y reparación material del supuesto daño ambiental generado por las empresas emplazadas en el sector de Ventana, V Región, durante todos los años en que han funcionado en el sector. Entre dichas empresas, se encuentra ENAP, una de las demandadas por su filial Enap Refinerías S.A.

**Estado actual:** Con fecha 06 de diciembre de 2017, la demandante presentó al Tribunal las bases de preacuerdo al que habrían arribado las partes. El Tribunal ordenó la suspensión del procedimiento y la notificación de la resolución que recibió la causa a prueba a una de las demandadas.

**Partes: Harry Andrés Jerez Díaz en representación de don Jacobo Silva Silva y Otros con PGC, dueño y Armador del B/T PGC Ikaros Nassau y Enap Refinerías S.A.**

**Rol N°:** 7-2016. Ministro de Corte Apelaciones de Valparaíso Sr. Cancino, actuando como Tribunal Unipersonal.

**Materia:** Indemnización de perjuicios según Ley de Navegación.

**Cuantía:** MUS\$ 7.800.-

**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 lucro cesante y daño moral supuestamente sufridos por pescadores y otros, debido a la contaminación causada el 15 de mayo de 2016 por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Ikaros en momentos que cargaba producto en el Terminal Marítimo Multicrudo.

**Estado actual:** Con fecha 11 de octubre de 2017, se acogió el incidente de previo y especial pronunciamiento promovido por ERSA, ordenando el Ministro acumular la causa 8-2016 a los presentes autos, la cual pasa a denominarse causa Rol N° 7-2016 Tomo II, y suspender su curso hasta que se certifique que ambas causas han llegado al mismo estado.

**Partes:** Francisco Antonio Acevedo Medina y otros con ENAP Refinerías S.A.

**N° Demandantes:** 858

**Rol:** 1- 2017 (en Primer Otrósí se solicita acumulación a causa Rol 17 - 2014 Ministro de Corte de Apelaciones de Valparaíso Sr. Pablo Droppelmann Cuneo)

**Materia:** Indemnización de Perjuicios, Decreto Ley N° 2.222 “Ley de Navegación”.

**Cuantía:** MUS\$ 10.000.

**Breve Relación de Hechos:** Demanda civil de indemnización de perjuicios para obtener la reparación de los daños supuestamente sufridos debido a la contaminación causada por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Mimosa en momentos en que realizaba operaciones de descarga a monoboya, el día 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo de ERSA

**Estado actual:** Con fecha 02 de octubre de 2017 se ordenó por el Ministro, actuando como Tribunal de Primera Instancia, la acumulación de la presente causa a la Rol N° 17-2014 Tomo IV, pasando a denominarse Rol N°17-2014 Tomo XII y ordenó la suspensión de esta causa y las acumuladas hasta que se certifique que todas lleguen al mismo estado. Causa acumulada al Rol N°: 17-2014 (Francisco Acevedo y Otros con Armadores de la Motonave LR Mimosa, y Otros), informada precedentemente.

**Partes:** Pesquera Quintero S.A. con Remolcadores Ultratug y otros (LR Mimosa Inc., Empire Navigation Inv., Gener Mercado Dimaculangan y ENAP Refinerías S.A.).

**Rol:** 3- 2017. Pleno de la Corte de Apelaciones de Valparaíso aplica artículo 160 para acumular causa con las otras seguidas ante Ministro de 1ª Instancia señor Pablo Droppelmann Cuneo, con motivo de derrame de hidrocarburos en bahía de Quintero el 24 de septiembre de 2014.

**Materia:** Indemnización de Perjuicios, Decreto Ley N° 2.222 “Ley de Navegación”.

**Cuantía:** MUS\$ 2.000

**Breve Relación de Hechos:** Demanda civil de indemnización de perjuicios para obtener la reparación de los daños supuestamente sufridos debido a la contaminación causada por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Mimosa en momentos en que realizaba operaciones de descarga a monoboya, el día 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo de ERSA

**Estado actual:** Con fecha 17 de octubre de 2017 se ordenó por el Ministro, actuando como Tribunal de Primera Instancia, la acumulación de la presente causa a la Rol N° 17-2014 Tomo IV, pasando a denominarse Rol N°17-2014 Tomo XIV y ordenó la suspensión de esta causa y las acumuladas hasta que se certifique que todas lleguen al mismo estado. Causa acumulada al Rol N°: 17-2014 (Francisco Acevedo y Otros con Armadores de la Motonave LR Mimosa, y Otros), informada precedentemente.

#### 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 de la Ley de Navegación.

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

**Estado actual:** ERSA presentó casación y apelación con fecha 12 de mayo de 2017, las que fueron acogidas a tramitación. La parte demandante presentó un recurso de adhesión a la apelación por el cual pretenden se eleven los montos de condena. Dicha contingencia puede alcanzar la suma de \$6.517.108 equivalente a MUS\$10.008, en el caso que se acoja el recurso en su totalidad. Los recursos han sido declarados admisibles pero aún no han sido ingresados a tabla para su vista y fallo. La causa está físicamente en Valparaíso esperando se controle la admisibilidad de los recursos deducidos contra el fallo de complemento y que se ordene acumular las apelaciones incidentales posteriores.

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

**Rol:** 1999-2014, 1º Juzgado Civil de Talcahuano.

**Materia:** Demanda por indemnización de perjuicios.

**Cuantía:** MUS\$ 35.289.-

**Breve relación de los hechos:** Vecinos a la planta de ERSA-Hualpén, previa tramitación de una medida prejudicial de exhibición de documentos, presentaron demanda de indemnización de perjuicios civiles extracontractuales por concepto de daño moral.

**Estado actual:** Con fecha 26 de febrero de 2018 la Corte de Apelaciones de Concepción resolvió acumular la apelación con el recurso rol 1903-2016. Al 30 de junio de 2018, se encuentra pendiente que se dicte la resolución “autos en relación”.

---

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

**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. 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.

Dicho contrato, tiene una duración de 21 años a partir del Early Commercial Operation Date (ECOD), y actualmente le permite acceder a 4,3 millones de metros cúbicos por día de gas natural regasificado. 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 BG Trading. 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 con BG Trading establecen una cláusula de take or pay por 29.693.766 MMbtu's anuales.

Para la obtención de la capacidad diaria señalada, tanto de gas natural regasificado, Enap Refinerías S.A. adquirió el compromiso de pagar anualmente durante la vigencia del Gas Sales Agreement alrededor de MUS\$55.000 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.

**LINDE GAS S.A.**

Con fecha 22 de marzo de 2018 ENAP, ENAP Refinerías S.A., Linde A.G. y Linde Gas Chile S.A. firmaron un contrato de Transacción ("Master Settlement Agreement") mediante el cual ponen término al juicio arbitral entra ambas partes resolviendo la controversia suscitada entre Enap Refinerías S.A. y Linde Gas Chile S.A. por el Contrato de Suministro de Hidrógeno y vapor para la Refinería Aconcagua, vigente hasta dicha fecha.

Los principales términos que las partes establecieron en esta Transacción y los contratos asociados son los siguientes: a) ERSA venderá la planta PSA de Aconcagua y la planta de Hidrógeno de Bío Bío a Linde S.A. por un valor total de MUS\$ 40.600 neto. b) Se establecen nuevos contratos de suministro de hidrógeno y vapor, que abarcan la operación y mantención de las Plantas, tanto para la planta de Aconcagua como la de Bío Bío con una tarifa mensual (TFM) de US\$1.150.000. c) El plazo de los contratos de suministro se fijó en 20 años, a partir de la fecha efectiva de vigencia, de acuerdo a las autorizaciones que se señalan a continuación. d) Al término de los contratos de Suministro de Hidrógeno y Vapor, se genera una opción de retrocompra para ERSA de los activos involucrados al término de los contratos, sumado a la opción de compra de la planta SMR, hoy de propiedad de Linde Gas Chile S.A..

Con esta transacción se logra asegurar suministro de hidrógeno y vapor en el largo plazo tanto en Aconcagua como en Bío Bío, en condiciones económicas y operacionales favorables. La implementación de estos acuerdos se encuentra sujeta a una condición suspensiva, a la espera de las aprobaciones correspondientes por parte del Ministerio de Hacienda y Contraloría General de la República, respectivamente.

**Restricciones:**

**ENAP** - Al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, 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 período 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 2018 y 31 de diciembre de 2017, el Grupo ENAP no ha recibido cauciones de terceros.

### 38. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS

#### Garantías directas

Acreeedor de la garantía	Descripción	Tipo de Garantía	MUS\$
Bank of Nova Scotia	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	80.000
BBVA	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	75.000
Citibank	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	75.000
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de julio de 2018.	Carta de Crédito	19.949
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de agosto de 2018.	Carta de Crédito	19.803
UOP LLC	Garantizar el arriendo de platino para trabajo en la planta de ERSa, válida hasta el 31 de marzo de	Carta de Crédito	5.600
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, vencimiento el 13 de mayo de 2019 válida hasta el 13 de junio de 2019.	Carta de Crédito Standby como contargarantía para emisión de garantía en el exterior	2.975
Ministerio de Energía	Garantizar el fiel cumplimiento de las inversiones y trabajos comprometidos del CEOP Bloque Coirón, válida hasta el 17 de noviembre de 2018.	Boleta de Garantía en moneda extranjera	2.891
VAN TONGEREN INTERNATIONAL LIMITED	Garantiza la compra de ciclones D-701- catalyst-air distributor-top head D-701 (planta cracking), válida hasta el 30 de julio de 2018	Carta de Crédito	1.960
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 28 de febrero de 2019.	Carta de Crédito	1.500
TERMoelectRICA COLMITO S.A	Garantizar el fiel, correcto, completo y oportuno cumplimiento de las obligaciones contrídas en el contrato de suministro de potencia y energía eléctrica, válida hasta el 31 de diciembre de 2018	Boleta de garantía	1.500
Ministerio de Energía	Garantizar la ejecución de todas las faenas de abandono de pozo CEOP Bloque Coirón. Válida hasta el 24 de mayo de 2019.	Boleta de garantía	946
EMPRESA ELÉCTRICA DE MAGALLANES	Garantiza el desarrollo del proyecto en el proceso de tarificación y expansión de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopoirén, correspondiente al período 2019-2022. Válida hasta el 26 de abril del 2019.	Boleta de garantía	905
Ministerio de Energía	Garantiza el abandono de pozos, según el artículo 19.3 del CEOP Bloque Caupolicán. Válida hasta el 05 de junio del 2019.	Boleta de garantía	799
Ministerio de Energía	Garantizar el abandono del pozo CEOP bloque Caupolicán. Válida hasta el 05 de junio de 2019.	Boleta de Garantía en moneda extranjera	643
Varios acreedores	Varias garantías menores. (ENAP, ERSa y Enap Sipetrol S.A.)	varias	4.560
Citibank (*)	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	-

(\*) Ver nota N° 21

### 39. 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
			30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	
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 Indirecta
CEOP Caupolicán	Chile	Dólar	99%	50%	99%	50%	Filial Directa
CEOP Brotula	Chile	Dólar	99%	0%	99%	0%	Filial Directa
Gas de Chile S.A.	Chile	Pesos	100%	100%	100%	100%	Filial Directa
Energía Concón S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Petropower Energía Ltda.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Ecuador	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta

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

<b>Compañía</b>	<b>Actividad</b>
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.
Energía Concón S.A.	Construcción, implementación, operación y explotación de Planta de Cocker.
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.
Petropower Energía Ltda.	Construcción y operación de Planta destinada a la producción de energía y vapor.
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.
Sipetrol International S.A.	Realizar y administrar inversiones. Una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Estudios geológicos de superficie, y la perforación de un pozo exploratorio.
CEOP Caupolican	Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos por medio de Contrato Especial de Operación Petrolera
CEOP Brotula	Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos por medio de Contrato Especial de Operación Petrolera

c) Información financiera resumida de filiales:

**Al 30 de junio de 2018**

<b>Compañía</b>	<b>Activos</b>		<b>Pasivos</b>		<b>Ingresos Ordinarios MUS\$</b>	<b>Gastos Ordinarios MUS\$</b>	<b>Resultado período MUS\$</b>
	<b>Corriente MUS\$</b>	<b>No corriente MUS\$</b>	<b>Corriente MUS\$</b>	<b>No corriente MUS\$</b>			
Enap Refinerías S.A.	1.980.467	2.272.303	3.321.790	125.131	3.767.787	(3.685.194)	(47.949)
Enap Sipetrol S.A.	295.965	962.530	362.272	199.710	300.066	(206.395)	74.804
Petro Servicios Corp. S.A.	286	-	16	-	-	-	(70)
CEOP Caupolican	-	14.000	-	-	-	-	-
CEOP Brotula	-	-	-	-	-	-	-
Gas de Chile S.A.	713	5.065	43	-	-	-	-
Energía Concón S.A.	132.140	142.862	194.089	20.256	6.196	-	5.860
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	4.658	7.285	1.592	2.205	1.249	(605)	317
Petropower Energía Ltda.	97.984	60.681	53.740	15.712	9.226	(7.774)	1.495
Enap Sipetrol Argentina S.A.	139.498	477.305	342.664	191.876	121.247	(87.729)	6.986
Sipetrol International S.A.	101.103	132.441	6.947	-	104.546	(83.284)	48.861
EOP Operaciones Petroleras S.A.	1.127	925	260	-	-	-	(438)

**Al 31 de diciembre de 2017**

<b>Compañía</b>	<b>Activos</b>		<b>Pasivos</b>		<b>Ingresos Ordinarios MUS\$</b>	<b>Gastos Ordinarios MUS\$</b>	<b>Resultado ejercicio MUS\$</b>
	<b>Corriente MUS\$</b>	<b>No corriente MUS\$</b>	<b>Corriente MUS\$</b>	<b>No corriente MUS\$</b>			
Enap Refinerías S.A.	1.697.233	2.278.920	2.995.794	140.482	5.755.489	(5.378.041)	75.261
Enap Sipetrol S.A.	328.754	863.176	338.348	231.751	379.487	(265.099)	12.351
Petro Servicios Corp. S.A.	339	-	-	-	-	-	(65)
Gas de Chile S.A.	713	5.065	43	-	-	-	270
Petrosul S.A.	-	-	-	-	410	-	318
Energía Concón S.A.	102.009	163.030	190.232	17.643	14.218	-	3.301
Productora de Diesel S.A.	-	-	-	-	254	-	160
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	3.575	8.228	1.610	2.609	2.789	(1.210)	1.131
Petropower Energía Ltda.	85.906	61.714	44.190	15.712	49.383	(35.931)	11.743
Enap Sipetrol Argentina S.A.	179.723	424.097	305.078	223.465	196.601	(186.391)	(46.204)
Sipetrol International S.A.	87.704	97.394	7.362	-	58.859	(15.500)	41.770
EOP Operaciones Petroleras S.A.	1.119	781	370	-	-	(1)	(1.025)

**40. HECHOS POSTERIORES**

Con fecha 24 de julio de 2018, ENAP Sipetrol Argentina vendió el 95% de su participación en el bloque Pampa del Castillo, yacimiento que operaba desde el año 2001, a la empresa argentina CAPEX S.A. Operación donde la empresa argentina adquirirá casi el total de la Concesión de Explotación por un precio de US\$ 33 millones.

Entre el 1 de julio de 2018 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios, no han ocurrido otros hechos posteriores que puedan afectar significativamente la razonabilidad de estos.