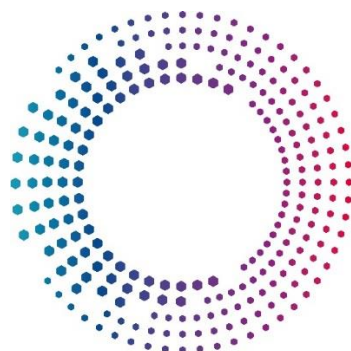




ENAP

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
POR EL PERIODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019**

**EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO
2019**

ENAP Y FILIALES
ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2018
(En miles de dólares - MUS\$)

ACTIVOS	Nota	30.09.2019	31.12.2018
		(no auditado)	
	Nº	MUS\$	MUS\$
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	361.982	525.086
Otros activos financieros, corrientes	7	14.018	127.909
Otros activos no financieros, corrientes	8	24.253	7.627
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	9	680.156	781.407
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	48.667	39.234
Inventarios corrientes	11	827.393	932.000
Activos por impuestos, corrientes	12	99.213	159.987
Total activos corrientes		2.055.682	2.573.250
Activos no corrientes			
Otros activos financieros, no corrientes	7	27.085	21.101
Otros activos no financieros, no corrientes	8	26.251	27.125
Cuentas por cobrar, no corrientes	9	9.500	15.861
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	136.810	132.222
Activos intangibles distintos de la plusvalía		4.588	4.588
Propiedades, planta y equipo	14	3.102.117	3.166.860
Derechos de uso	15	67.897	96.803
Propiedad de inversión	19	7.211	7.279
Activos por impuestos diferidos	12	1.249.466	1.192.951
Total activos no corrientes		4.630.925	4.664.790
TOTAL ACTIVOS		6.686.607	7.238.040

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

ENAP Y FILIALES
ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2018
(En miles de dólares - MUS\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30.09.2019	31.12.2018
	Nº	(No auditado)	
		MUS\$	MUS\$
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros, corrientes	20	723.134	1.037.320
Pasivos por arrendamientos, corrientes	15	23.541	37.307
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	832.169	811.497
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	4.463	18.665
Otras provisiones a corto plazo	22	1.359	2.600
Pasivos por impuestos, corrientes	12	121.865	157.315
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	23	71.233	106.733
Total pasivos corrientes		1.777.764	2.171.437
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros, no corrientes	20	3.541.132	3.689.282
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	15	47.181	62.128
Otras cuentas por pagar, no corrientes	21	4.726	132
Otras provisiones a largo plazo	22	166.088	160.623
Pasivos por impuestos diferidos	12	9.742	23.908
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	23	70.515	69.716
Otros pasivos no financieros, no corrientes		27.781	30.000
Total pasivos no corrientes		3.867.165	4.035.789
Total pasivos		5.644.929	6.207.226
Patrimonio			
Capital emitido	24	1.632.332	1.632.332
Otras reservas	24	(76.612)	(82.296)
Déficit acumulado	24	(516.983)	(519.514)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		1.038.737	1.030.522
Participaciones no controladoras	25	2.941	292
Patrimonio total		1.041.678	1.030.814
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		6.686.607	7.238.040

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

ENAP Y FILIALES

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR FUNCION
 POR LOS PERIODOS DE NUEVE Y TRES MESES TERMINADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019 Y 2018
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Nota	01.01.2019 30.09.2019 (No auditado)	01.01.2018 30.09.2018 (No auditado)	01.07.2019 30.09.2019 (No auditado)	01.07.2018 30.09.2018 (No auditado)
	N°	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	27	5.797.769	6.280.022	1.885.477	2.121.696
Costos de ventas	28	(5.461.839)	(6.009.725)	(1.789.639)	(2.051.219)
Ganancia bruta		335.930	270.297	95.838	70.477
Otros ingresos		17.723	43.956	4.651	3.393
Costos de distribución	29	(161.505)	(181.043)	(53.102)	(57.096)
Gastos de administración		(60.018)	(79.948)	(17.255)	(18.852)
Otros gastos, por función	30	(27.528)	(21.227)	(9.803)	(4.774)
Ganancia de actividades operacionales		104.602	32.035	20.329	(6.852)
Otras ganancias		223	-	(21)	-
Ingresos financieros		2.451	3.479	690	1.879
Costos financieros	31	(182.489)	(176.634)	(60.206)	(61.151)
Participación en las ganancias de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	16.046	13.827	6.296	2.969
Diferencias de cambio	33	20.391	(24.970)	(2.900)	(11.491)
(Pérdida) antes de impuestos		(38.776)	(152.263)	(35.812)	(74.646)
Beneficio por impuesto a las ganancias	12	43.356	102.521	22.080	22.916
Ganancia (pérdida) del periodo		4.580	(49.742)	(13.732)	(51.730)
Ganancia (pérdida), atribuible a:					
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		4.433	(49.723)	(13.897)	(51.720)
(Pérdida) ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	25	147	(19)	165	(10)
Ganancia (pérdida) del periodo		4.580	(49.742)	(13.732)	(51.730)

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 NUEVE Y TRES MESES TERMINADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019 Y 2018
 (En miles de dólares - MUS\$)

	01.01.2019 30.09.2019 (No auditado) MUS\$	01.01.2018 30.09.2018 (No auditado) MUS\$	01.07.2019 30.09.2019 (No auditado) MUS\$	01.07.2018 30.09.2018 (No auditado) MUS\$
Ganancia (pérdida) del periodo	4.580	(49.742)	(13.732)	(51.730)
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año antes de impuestos				
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	(13)	(1.481)	(29)	(3.553)
Total otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año, antes de impuestos	(13)	(1.481)	(29)	(3.553)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos				
Diferencias de cambio por conversión				
Ganancias (pérdidas) ganancias por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	(821)	(1.019)	(1.154)	(178)
Coberturas de flujo de efectivo				
(Pérdidas) ganancias por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	13.629	5.900	16.677	3.199
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(1.334)	16.536	(6.122)	(4.352)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	12.295	22.436	10.555	(1.153)
Total otro resultado integral que se reclasificará al resultado de año, antes de impuestos	11.474	21.417	9.401	(1.331)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año				
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	-	-	-	1.533
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(7.725)	(13.787)	(6.849)	(121)
Otro resultado integral	3.736	6.149	2.523	(3.472)
Resultado integral total	8.316	(43.593)	(11.209)	(55.202)
 Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	8.169	(43.574)	(11.374)	(55.192)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	147	(19)	165	(10)
Resultado integral total	8.316	(43.593)	(11.209)	(55.202)

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



ENAP Y FILIALES

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO INTERMEDIO
POR LOS PERIODOS DE NUEVE MESES TERMINADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019 Y 2018
(En miles de dólares - MUS\$)

	Cambios en otras reservas									
	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\$	Otras reservas varias MUS\$	Otras reservas MUS\$	(Pérdidas) ganancias acumuladas MUS\$	Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$	Participaciones no controladora MUS\$	Patrimonio total MUS\$
Saldo Inicial 01.01.2019	1.632.332	(78.696)	4.245	(9.667)	1.822	(82.296)	(519.514)	1.030.522	292	1.030.814
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.632.332	(78.696)	4.245	(9.667)	1.822	(82.296)	(519.514)	1.030.522	292	1.030.814
Cambios en patrimonio										
Resultado Integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	4.433	4.433	147	4.580
Otro resultado integral	-	(821)	4.570	(13)	-	3.736	-	3.736	-	3.736
Resultado integral	-	(821)	4.570	(13)	-	3.736	4.433	8.169	147	8.316
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	1.948	1.948	(1.902)	46	2.502	2.548
Total de cambios en patrimonio	-	(821)	4.570	(13)	1.948	5.684	2.531	8.215	2.649	10.864
Saldo Final 30.09.2019	1.632.332	(79.517)	8.815	(9.680)	3.770	(76.612)	(516.983)	1.038.737	2.941	1.041.678
Saldo Inicial 01.01.2018	1.232.332	(76.141)	(46.093)	(11.498)	4.782	(128.950)	(287.961)	815.421	144	815.565
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	41.539	-	-	41.539	8.011	49.550	-	49.550
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	(76.141)	(4.554)	(11.498)	4.782	(87.411)	(279.950)	864.971	144	865.115
Cambios en patrimonio										
Resultado Integral:										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	(49.723)	(49.723)	(19)	(49.742)
Otro resultado integral	-	(1.019)	8.649	(1.481)	-	6.149	-	6.149	-	6.149
Resultado integral	-	(1.019)	8.649	(1.481)	-	6.149	(49.723)	(43.574)	(19)	(43.593)
Emisión de patrimonio	400.000	-	-	-	-	-	-	400.000	-	400.000
(Disminución) incremento por transferencias y otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	(3.609)	(3.609)	(4.422)	(8.031)	2	(8.029)
Total de cambios en patrimonio	400.000	(1.019)	8.649	(1.481)	(3.609)	2.540	(54.145)	348.395	(17)	348.378
Saldo Final 30.09.2018	1.632.332	(77.160)	4.095	(12.979)	1.173	(84.871)	(334.095)	1.213.366	127	1.213.493

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

ENAP Y FILIALES



ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS CONSOLIDADOS INTERMEDIO, METODO DIRECTO
POR LOS PERIODOS DE NUEVE MESES TERMINADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019 Y 2018
(En miles de dólares - MUS\$)

	Nota N°	30.09.2019 (No auditado) MUS\$	30.09.2018 (No auditado) MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		9.069.501	9.121.274
Otros cobros por actividades de operación		41.045	28.878
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(6.067.143)	(6.550.493)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(260.145)	(281.991)
Otros pagos por actividades de operación		(2.013.595)	(1.836.018)
Dividendos recibidos		15.594	11.753
Intereses pagados		(5.977)	(1.279)
Intereses recibidos		-	176
Impuestos a las ganancias (pagados)		(46.280)	(43.538)
Otras entradas de efectivo		20.773	31.692
		<u>753.773</u>	<u>480.454</u>
Flujos de efectivo (utilizados en) procedentes de actividades de inversión			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		750	2.250
Compras de propiedades, planta y equipo	14	(287.931)	(378.033)
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo		6.007	33.449
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros		-	3.350
Intereses recibidos		714	873
		<u>(280.460)</u>	<u>(338.111)</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de capital		-	400.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		77.000	100.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		252.681	541.556
Pagos de préstamos		(242.851)	(764.736)
Pago de Obligaciones con el público		(510.733)	-
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(29.381)	(31.794)
Intereses pagados		(151.684)	(141.508)
Otras (salidas) entradas de efectivo		(37.244)	(1.904)
		<u>(642.212)</u>	<u>101.614</u>
Flujos de efectivo (utilizados en) procedentes de actividades de financiación (Disminución) aumento neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		<u>(168.899)</u>	<u>243.957</u>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		5.795	(16.441)
(Disminución) aumento neto de efectivo y equivalentes al efectivo		<u>(163.104)</u>	<u>227.516</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período		<u>525.086</u>	<u>91.496</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	<u>361.982</u>	<u>319.012</u>

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

Índice	Página
1. Información general	1
2. Descripción del negocio	1
3. Resumen de principales políticas contables aplicadas	2
4. Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas	21
5. Estimaciones y juicios contables críticos	26
6. Efectivo y equivalentes al efectivo	27
7. Otros activos financieros corrientes y no corrientes	28
8. Otros activos no financieros corrientes y no corrientes	29
9. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	29
10. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	30
11. Inventarios	33
12. Impuestos corrientes, diferidos y beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	33
13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	36
14. Propiedades, planta y equipo	39
15. Derechos de uso y obligaciones por arrendamiento	41
16. Pérdidas por deterioro y provisiones	43
17. Participaciones en operaciones conjuntas	44
18. Otros negocios	49
19. Propiedades de inversión	51
20. Pasivos financieros	51
21. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	60
22. Otras provisiones	60
23. Provisiones por beneficios a los empleados	61
24. Patrimonio	64
25. Participación no controladora	66
26. Segmentos de negocio	67
27. Ingresos de actividades ordinarias	70
28. Costos de ventas	70
29. Costos de distribución	71
30. Otros gastos, por función	71
31. Costos financieros	72
32. Gastos del personal	72
33. Diferencias de cambio	73
34. Moneda extranjera	73
35. Información sobre medio ambiente	74
36. Juicios y compromisos comerciales	75
37. Garantías comprometidas con terceros	80
38. Ámbito de consolidación	81
39. 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 septiembre 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 a la Empresa, estableciendo con claridad los roles de decisión, supervisión y ejecución de las decisiones de la misma. 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, la cual se efectuó con fecha 3 de agosto de 2018, recursos que se destinaron a amortizar deuda y a cubrir necesidades de inversión.

Los estados financieros consolidados intermedios de la Empresa correspondientes al 30 de septiembre 2019 fueron aprobados por su Honorable Directorio en Sesión ordinaria celebrada con fecha 29 de octubre de 2019.

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.

Nuestro negocio está organizado en tres líneas de negocios independientes: (i) “Exploración y Producción” (E&P) (ii) “Refinación y Comercialización” (R&C) y (iii) “Gas y Energía” (G&E).

3. RESUMEN DE PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS

3.1 Principios contables

Los presentes estados financieros consolidados, 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 septiembre de 2019 han sido preparados de acuerdo con 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, estas políticas han sido definidas en función de las NIIF vigentes al 30 de septiembre de 2019 y han sido aplicadas de manera uniforme a los ejercicios comparativos que se presentan en estos estados financieros consolidados.

a. Bases de preparación – Los presentes estados financieros consolidados intermedios del Grupo ENAP comprenden el estado de situación financiera consolidado al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, el estado de resultados integrales, el estado de cambios en el patrimonio y el estado de flujos de efectivo por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Grupo ENAP y sus filiales al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018.

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.

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 filiales 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 relativos 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	
			30.09.2019	31.12.2018
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 Brótula	Chile	Filial directa	99,00%	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 Internacional 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%
Vientos Patagónicos SpA.	Chile	Filial directa	66,00%	66,00%

Cambios durante el período 2019:

Con fecha 30 de agosto de 2019, ENAP vende, cede y transfiere a Enap Refinerías S.A. el 7,5% de los derechos sociales en la sociedad Petropower Ltda., Mediante esta cesión la totalidad de los derechos sociales de dicha sociedad se reúnen en poder de ERSA, produciéndose de pleno derecho la disolución anticipada de la sociedad Petropower Ltda.

Cambios durante el ejercicio 2018:

Ceop Caupolicán y Brótula.

El 29 de septiembre 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.

Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.

Con fecha 6 de agosto de 2018, ENAP transfirió su 5% de participación en Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A., a Enap Refinerías S.A, producto de lo anterior Enap Refinerías S.A. pasó a ser el único accionista de la sociedad con el 100% de las acciones. Produciéndose con fecha 16 de agosto de 2018 la disolución de la sociedad de acuerdo al artículo 103 N°2 de la Ley de Sociedades Anónimas.

Vientos Patagónicos SpA

Con fecha 17 de agosto de 2018 se constituyó la sociedad por acciones Vientos Patagónicos SpA, con un capital social de US\$ 8 millones de dólares, dividido en ocho millones de acciones nominativas, de igual valor y sin valor nominal, suscribiendo ENAP cinco millones doscientas ochenta mil acciones y dos millones setecientas veinte mil acciones suscritas por Pecket Energy S.A.. La sociedad tiene por objeto el diseño, desarrollo, construcción, financiamiento, prueba, operación y mantenimiento del proyecto de generación de energía eólica “Nuevo Parque Eólico Cabo Negro” ubicado en la comuna de Punta Arenas, Región de Magallanes.

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 17 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. 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:

	30.09.2019	31.12.2018
	US\$	US\$
Pesos Chilenos	728,21	694,77
Pesos Argentinos	57,59	37,74
Libra Egipcia	16,24	17,85
Unidad de Fomento	0,03	0,03
Franco Suizo	1,00	0,98
EURO	0,92	0,87

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 se 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 de cobertura de valor razonable se presentan netos cuando (i) sus respectivos contratos establecen intercambio por compensación de diferencias, al momento de liquidarse la operación (ii) la intención de la administración es netear estas liquidaciones.

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 vigentes se valorizan al tipo de cambio de cierre mensual.

h. Propiedades, planta y equipo - Los bienes de propiedades, planta y equipo son presentados 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 relacionados.

Los repuestos de capital se reconocen de acuerdo con NIC 16 y se deprecian a partir de la fecha de utilización, 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 con 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,
- ii) Los costos originados en la adquisición de participaciones en áreas de exploración se capitalizan a su precio de compra y en caso de que no se encuentren reservas, estos valores previamente capitalizados, son registrados como gasto en resultados.
- iii) Los costos de exploración, anterior a la perforación, como los gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y los otros costos relacionados con la exploración se cargan a resultados en el momento en que se incurren.
- iv) Los costos de perforación incurridos en las campañas exploratorias, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo, pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si reservas probadas no son encontradas, estos costos inicialmente capitalizados son cargados en resultados.
- v) Los costos de perforación de pozos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo.
- vi) Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costos de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo.
- vii) Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos están calculados, campo por campo y se capitalizan por su valor 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:

	Vida útil (años)
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 propiedades, planta y equipo 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.

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 en base a las reservas identificadas de 32 años sin perpetuidad para la línea E&P. En diciembre de 2018 se realizó la correspondiente prueba anual de deterioro, concluyendo que los activos de la cartera E&P en el Área Magallanes de la filial en Argentina y en Magallanes Chile presentaban deterioro por MUS\$29.032 y MUS\$ 150.800 respectivamente, los cuales se detallan en Nota 16.

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. Para esto se realiza la evaluación considerando la influencia significativa que se ejerce a través de ENAP Refinerías S.A..

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, y son ajustadas posteriormente en función de la porción de los resultados 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.

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 con la proporción de la disminución de participación en dicha asociada.

l. 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 una pérdida por deterioro para el activo (o UGE) en los años anteriores. El reverso de las pérdidas por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

m. 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, 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 un descalce contable.

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”.

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.

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 es convertido 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. 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.

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.

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, 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 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 una 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 recupo, por ejemplo, cuando la contraparte ha sido puesta en liquidación o ha entrado en procedimientos de bancarrota, 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 recupero del Grupo, teniendo en consideración asesoría legal cuando fuere apropiado. Cualquier recupero 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.

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 reconoce 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 remediados 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
- El ratio de hedge 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 sido 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 transfieren 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.

n. 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 significativos.

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 con 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 significativos.

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 Planta Satélite de Regasificación de ENAP en Pemuco para clientes zona Sur. No hay componentes financieros significativos.

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.

o. 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, excepto para los materiales respecto de los cuales utiliza el método del Precio Promedio Ponderado.

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.

p. Provisión de beneficios a los empleados – Los costos asociados a los beneficios contractuales del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el 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 con 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 al 30 de septiembre de 2019, se ha utilizado una tasa de descuento nominal del 5,37% anual (6,02% anual al 31 de diciembre de 2018).

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

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

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

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

r. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos – ENAP y sus filiales en Chile, determinan la base imponible y calculan sus impuestos a la renta de acuerdo con las disposiciones legales vigentes. En 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.

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. En caso contrario se reconocen los impuestos diferidos correspondientes.

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

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

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

s. Arrendamientos – De acuerdo a NIIF 16 “arrendamientos”, el Grupo mide 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 determina la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial 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.

t. 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.

u. 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 ejercicio. 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.

w. 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.

x. 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\$ 2.013.321 por el pago de impuestos específicos a los combustibles en la filial Enap Refinerías S.A., correspondientes al periodo de enero a septiembre de 2019 (MUS\$ 1.824.732 por el periodo de enero a septiembre de 2018).

- 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 01.01.2019 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento		Cambios que no representan flujos de efectivo				Saldo al 30.09.2019 (1)
		Provenientes	Utilizados	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos Instrumentos financieros	Otros cambios (2)	
								MUS\$
Préstamos bancarios (Nota 20.b.ii)	669.287	329.681	(242.851)		-		(3.179)	752.938
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20.b.iii)	3.986.297	-	(510.733)		(3.678)		5.630	3.477.516
Pasivo por arrendamiento (Nota 15)	99.435	-	(29.381)				668	70.722
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 20.a)	71.018	(37.764)	-		20.177		(19.619)	33.812
Total	4.826.037	291.917	(782.965)	-	16.499	-	(16.500)	4.334.988

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

(2) Incluye devengamiento de intereses

3.2 Nuevos pronunciamientos contables

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

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Características de prepago con compensación negativa (enmiendas a NIIF 9)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019
Participaciones de largo plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos (enmiendas a NIC 28)	Periodos 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)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019
Modificaciones al plan, reducciones y liquidaciones (enmiendas a NIC 19)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019
Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019

La aplicación de estas enmiendas e interpretaciones no han tenido efectos significativos en los montos reportados en estos estados financieros consolidados.

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 17, <i>Contratos de Seguros</i>	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
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
Definición de un negocio (enmiendas a NIIF 3)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020
Definición de Material (enmiendas a NIC 1 y NIC 8)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020
Marco Conceptual para el Reporte Financiero Revisado	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020

La administración no prevé efectos por la aplicación esta norma.

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 forfeiting, 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 septiembre de 2019 se resume en el siguiente cuadro, desglosada entre deuda a tasa fija y deuda a tasa variable – Pre Hedge:

Al 30 de septiembre de 2019

En millones de US\$	Tasa fija	Tasa flotante	Totales
Deuda bancaria corto plazo	-	430	430
Deuda bancaria largo plazo	11	310	321
Bonos internacionales	3.165	-	3.165
Bonos locales	404	-	404
Totales	3.580	740	4.320

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 septiembre de 2019.

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\$ 44.005 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\$ 740.000, es decir, el 17,13% 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\$ 7.400.

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, las cuales están expuestas a cambios en su valor en dólares en la medida que se produzcan fluctuaciones en la paridad peso/US\$ y UF/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 con el 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 septiembre de 2019 asciende a UF 10.500.000 (equivalente a MUS\$ 404.429 al 30 de septiembre de 2019). 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:

Tipo de Cambio	Variación en Valorización Bonos MUS\$
Aumenta en \$50 (\$778,21)	25.985
Disminuye en \$50 (\$678,21)	(29.816)

Con el fin de mitigar este riesgo, el Grupo ENAP ha cerrado contratos derivados del tipo cross-currency swap, mediante los cuales la empresa recibe de sus contrapartes flujos en UF iguales a los flujos pagaderos a los tenedores de bonos, y paga a éstas flujos fijos en dólares, quedando en consecuencia libre del riesgo cambiario descrito. El nocional cubierto asciende a MUS\$ 404.429.

Por otra parte, el saldo al 30 de septiembre de 2019 de cuentas por cobrar correspondientes a ventas locales ascendió al equivalente de MUS\$ 437.304. 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\$ 28.097.

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\$ 49.500 en el periodo.

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

Por otra parte, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra de los crudos y la venta de los productos refinados a

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

El Grupo ENAP importa en promedio aproximadamente 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.

La 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 BCI Miami Branch (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 septiembre de 2019:

En millones de US\$	2019	2020	2021	2022	2023	2024 y +	Totales
Deuda financiera corto plazo	150	280	-	-	-	-	430
Deuda financiera largo plazo	15	69	55	5	100	77	321
Bonos internacionales		174	410	-	-	2.580	3.165
Bonos locales	-	-	-	-	-	404	404
Totales	165	523	465	5	100	3.061	4.320

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 septiembre de 2019:

En millones de US\$	2019	2020	2021	2022	2023	2024 y +	Totales
Cuentas por pagar comerciales	832	5	-	-	-	-	837
Cuentas por pagar entidades relacionadas	4	-	-	-	-	-	4
Derivados de cobertura	4	-	30	-	-	-	34
Totales	840	5	30	-	-	-	875

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 septiembre de 2019, la exposición total del Grupo ENAP a los deudores por venta ascendía a MUS\$ 597.320 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 septiembre de 2019 asciende a MUS\$ 4.237.

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 con el 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.

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

1. Deterioro de activos (excepto por plusvalía)– Al cierre de cada año o a una fecha intermedia, en caso de 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 31 de diciembre de 2018 se realizó un test de deterioro a los activos de la cartera E&P en el Área Magallanes de la filial en Argentina y en Magallanes Chile, determinándose un deterioro bruto con cargo a otros egresos de MUS\$29.032 y MUS\$ 150.800, respectivamente. Al 30 de septiembre de 2019 no se han realizado ajustes adicionales a test de deterioros.

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.

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es la siguiente:

Detalle:	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Caja	85	76
Bancos	355.547	167.577
Depósitos a plazo y Fondos Mutuos	6.350	328.572
Pactos	-	28.861
Totales	361.982	525.086

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

Detalle:	Moneda	30.09.2019	31.12.2018
		MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	US\$	252.808	94.721
Efectivo y equivalentes al efectivo	Ch\$	96.309	425.288
Efectivo y equivalentes al efectivo	AR\$	6.157	2.251
Efectivo y equivalentes al efectivo	EG £	6.708	2.826
Totales		<u>361.982</u>	<u>525.086</u>

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 septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, no existen sobregiros bancarios, registrados como Efectivo y efectivo equivalente.

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Detalle:		Corrientes		No Corrientes	
		30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Derivados de cobertura	(a)	14.018	127.909	14.480	8.496
Inversión en otras sociedades	(b)	-	-	12.571	12.571
Otros por cobrar		-	-	34	34
Totales		<u>14.018</u>	<u>127.909</u>	<u>27.085</u>	<u>21.101</u>

(a) Ver detalle en nota “Pasivos financieros”.

(b) El detalle de las inversiones en otras sociedades al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

Detalle:	País de Origen	Participación		30.09.2019	31.12.2018
		2019	2018		
		%	%	MUS\$	MUS\$
Terminales Marítimos Patagónicos S.A.	Argentina	13,79	13,79	7.664	7.664
Electrogas S.A.	Chile	15,00	15,00	4.901	4.901
Asociación Gremial de Industriales Químicos C.P.A.	Chile	N/A	N/A	6	6
Totales				<u>12.571</u>	<u>12.571</u>

El Grupo ENAP clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: costo amortizado, valor razonable con cambios en resultados, según el siguiente detalle al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

	Corrientes		No corrientes	
	30.09.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$	30.09.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Otros activos financieros				
Activos financieros medidos a costo amortizado	-	-	34	34
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados			12.571	12.571
Coberturas	14.018	127.909	14.480	8.496
Totales	14.018	127.909	27.085	21.101

8. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle del rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
	30.09.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$	30.09.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Detalle:				
Arriendos de naves pagados por anticipado	3.934	5.005	-	-
Gastos pagados por anticipado SS/EE Torquemada	581	479	1.794	2.230
Seguros pagados por anticipado	17.024	765	-	-
Catalizadores y platino para catalizador	-	-	23.978	23.978
Otros	2.714	1.378	479	917
Total	24.253	7.627	26.251	27.125

9. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
	30.09.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$	30.09.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Detalle:				
Deudores por ventas	597.320	685.314	-	6.185
Deudores varios	52.770	51.959	133	182
Otros deudores	34.303	48.403	9.367	9.494
Estimación deudores incobrables	(4.237)	(4.269)	-	-
Totales	680.156	781.407	9.500	15.861

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:

	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
De 1 día hasta 5 días	5.673	48.014
De 6 día hasta 30 días	43.780	15.979
De 31 días hasta 60 días	7.336	9.215
De 61 días hasta 90 días	6.013	6.428
Más de 91 días hasta 1 año	33.038	35.418
Más de 1 año	11.369	4.377
Totales	107.209	119.431

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

b) **Pérdidas crediticias esperadas:** El monto de la provisión de cuentas incobrables al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

	Total Corrientes	
	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	(4.269)	(15.145)
Castigo de deudores incobrables	-	13.750
Aumento de provisión incobrables	(32)	(2.874)
Totales	(4.237)	(4.269)

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 septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es suficiente.

10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Las cuentas por cobrar, por pagar y las transacciones con partes relacionadas al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar corrientes:

Corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	30.09.2019	31.12.2018
					MUS\$	MUS\$
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Indirecta	\$	34.771	19.586
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	10.457	15.524
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	US\$	231	256
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	1.558	2.308
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Asociada	US\$	729	890
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US\$	921	670
Totales					48.667	39.234

b) Cuentas por pagar corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	30.09.2019	31.12.2018
					MUS\$	MUS\$
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US\$	3.006	3.949
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	448	14.716
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Chile	Asociada	US\$	887	-
-	Otras			US\$	122	-
Totales					4.463	18.665

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	01.01.2019	01.01.2018	Efecto en resultados	
					30.09.2019	30.09.2018	01.01.2019	01.01.2018
					MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	309.333	339.279	-	-
				Anticipos por compra de gas	47.821	47.731	-	-
				Dividendos percibidos	2.891	1.783	-	-
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	35.446	34.890	-	-
				Dividendos percibidos	2.556	2.650	-	-
				Dividendos provisionados	921	1.044	-	-
96.856.650-4	Innery Holding S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	3.416	2.992	-	-
				Venta de productos	5.782	9.599	813	965
96.856.700-4	Innery Transportes S.A.	Chile	Asociada	Operación Planta	1.138	1.178	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	7.186	5.775	-	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	2.978	3.261	-	-
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	750	375	-	-
				Dividendos provisionados	1.558	-	-	-
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	Dividendos provisionados	231	-	-	-
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Indirecta	Compensación de Gas	66.678	70.192	66.678	70.192
61.704.000-k	Codelco	Chile	Indirecta	Compra de derechos	-	1.507	-	-

d) Remuneración pagada al Honorable Directorio

			01.01.2019	01.01.2018
			30.09.2019	30.09.2018
			MUS\$	MUS\$
Directorio Actual				
Nombre	Rut	Cargo		
María Loreto Silva Rojas	8.649.929-0	Presidente	37	21
Fernando Massú Tare	6.783.826-2	Vicepresidente	25	-
Rodrigo Cristóbal Azócar Hidalgo	6.444.699-1	Director	28	15
Ana Beatriz Holuigue Barros	5.717.729-2	Directora	29	15
José Luis Mardones Santander	5.201.915-K	Director	32	17
Claudio Fernando Skármeta Magri	5.596.891-8	Director	33	17
Marcos Mauricio Varas Alvarado	10.409.044-3	Director	26	15
Subtotal			210	100
Directores Anteriores				
Nombre	Rut	Cargo		
Gonzalo Armando de la Carrera Correa	7.037.855-8	Vicepresidente	-	12
Jorge Fierro Andrade	9.925.434-3	Director	-	4
María Isabel González Rodríguez	7.201.750-1	Directora	-	4
Carlos Carmona Acosta	9.003.935-0	Director	-	4
Bernardita Piedrabuena Keymer	10.173.277-0	Directora	-	4
Paul Schiodtz Obilinovich	7.170.719-9	Director	-	4
Alberto Salas Muñoz	6.616.223-0	Director	-	4
Subtotal			-	36
Totales			210	136

Con fecha 1 de diciembre de 2017, entró en vigor 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.

En sesión ordinaria N° 1182 del 30 de abril de 2019 del Honorable Directorio de ENAP, se aprueba la propuesta de remuneraciones para los directores de sus empresas filiales Enap Refinerías S.A. y Enap Sipetrol S.A..

En Oficio Ordinario N° 1418 de fecha 12 de julio de 2019 del Ministerio de Hacienda se autoriza la retribución del Directorio de ambas filiales.

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

Personal Clave de la Gerencia - Las remuneraciones brutas de la plana ejecutiva devengadas y pagadas durante el periodo 2019, ascienden a MUS 2.176 y considera las posiciones ejecutivas principales del Grupo; las remuneraciones brutas pagadas en periodo 2018, ascendieron a MUS\$ 1.943. 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.

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 septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es la siguiente:

Detalle:	30.09.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Petróleo crudo en existencias	280.612	282.719
Petróleo crudo en tránsito	13.142	61.561
Productos terminados	470.913	480.652
Productos en tránsito	1.412	42.746
Materiales en bodega y en tránsito	61.314	64.322
Totales	827.393	932.000

Al 30 de septiembre de 2019, 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\$ (6.587) y MUS\$ (2.589) respectivamente, MUS\$ (47.305) y MUS\$ (105.599) al 31 de diciembre de 2018, respectivamente.

	01.01.2019 30.09.2019 MUS\$	01.01.2018 30.09.2018 MUS\$	01.07.2019 30.09.2019 MUS\$	01.07.2018 30.09.2018 MUS\$
Información Adicional de Inventario				
Importe de ajuste a valor neto de realización de inventarios	(9.176)	73.320	4.395	(2.483)
Costos de inventarios reconocidos en el periodo	(5.122.916)	(5.506.665)	(1.698.182)	(1.890.581)

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 septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Activos por impuestos corrientes:		
IVA Crédito Fiscal	86.253	143.530
Impuestos por recuperar extranjeros	6.156	9.700
Impuesto específico a los combustibles	4.009	2.716
Pagos provisionales mensuales, neto	-	2.620
Otros impuestos por recuperar	2.795	1.421
Totales	99.213	159.987
	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Pasivos por impuestos corrientes:		
Impuesto específico a los combustibles	92.531	113.257
Impuestos de retención	2.058	2.783
Regalías y derechos de explotación	3.424	7.743
Impuestos a la renta por pagar, neto	22.065	33.153
Otros impuestos varios	1.787	379
Totales	121.865	157.315

b) Activos y pasivos por impuestos diferidos: El origen de los impuestos diferidos registrados al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

	30.09.2019		31.12.2018	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Diferencia temporal:				
Relativos a pérdidas fiscales	1.264.637	-	1.101.809	-
Relativos a deterioros	111.636	-	111.636	-
Relativos a valor neto realizable de inventarios	2.294	-	36.778	-
Relativos a otras provisiones	58.749	-	84.595	-
Relativos a propiedades, planta y equipo	48.928	153.940	61.854	150.766
Relativos a derechos de uso	-	24.980	-	27.742
Relativos a arrendamientos	25.226	-	28.503	-
Relativos a reservas de cobertura	-	10.491	487	-
Relativos a provision materiales	3.571	-	9.418	-
Relativos a gastos diferidos	-	83.751	-	97.331
Relativos a obligaciones por indemnizaciones	-	2.852	4.096	828
Relativos a otros	697	-	6.534	-
Totales	1.515.738	276.014	1.445.710	276.667

En el balance los impuestos diferidos se presentan de la siguiente manera:

Diferencia temporal:

	30.09.2019		31.12.2018	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Presentación estados financieros consolidados	1.249.466	9.742	1.192.951	23.908

	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Cambios en activos netos por impuestos diferidos (presentación):		
Importe reconocido en el resultado del periodo	79.504	317.713
Importe reconocido en otros resultados integrales	(876)	(13.316)
Importe reconocido en resultados acumulados	-	(18.949)
Importe en otros rubros	(7.947)	(4.889)
Cambios en activos y pasivos por impuestos diferidos	70.681	280.559

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 septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

	01.01.2019	01.01.2018	01.07.2019	01.07.2018
	30.09.2019	30.09.2018	30.09.2019	30.09.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Beneficio (gasto) por Impuestos Corrientes a las Ganancias				
(Gasto) por impuestos corrientes	(36.148)	(30.664)	(12.505)	(14.584)
Otro (gasto) ingreso por impuesto corriente	-	2	-	1.241
(Gasto) por impuestos corrientes, neto, total	(36.148)	(30.662)	(12.505)	(13.343)
Ingreso diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	79.504	133.183	34.585	36.259
Ingreso por impuestos diferidos, neto, total	79.504	133.183	34.585	36.259
Beneficio por impuesto a las ganancias	43.356	102.521	22.080	22.916

	01.01.2019	01.01.2018	01.07.2019	01.07.2018
	30.09.2019	30.09.2018	30.09.2019	30.09.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa legal	9.694	38.066	8.953	18.590
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	7.076	6.436	1.965	(8.295)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	1.150	3.457	-	697
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	-	(3.785)	-	(3.096)
Efecto impositivo impuesto único Ley 2398	29.599	63.084	10.026	14.268
Efecto impositivo dividendos sin crédito filiales y asociadas	(5.417)	(8.595)	2.514	(6.395)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	1.254	3.858	(1.378)	7.147
Ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal, total	33.662	64.455	13.127	4.326
Ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa efectiva	43.356	102.521	22.080	22.916

Información adicional:

La tasa utilizada en Chile es de 25% en 2019 y 2018, 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 (30% en año 2018), en Ecuador es de un 25% en 2018 y 2019. 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 con el Decreto Ley N° 2.398.

Reforma Tributaria en Argentina

Con fecha 29 de diciembre de 2017, fue publicada en el Boletín Oficial de La República Argentina la Ley N° 27.430 de Reforma tributaria, que entró en vigencia al día siguiente de su publicación. Uno de los principales cambios de la Reforma tributaria es la reducción de la alícuota del impuesto a las ganancias que grava las utilidades empresarias no distribuidas del 35% a 25% a partir del 1° de enero de 2020, con un esquema de transición para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, inclusive, en los cuales la alícuota será del 30%.

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 septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

a) Detalle de las inversiones:

Sociedades	Actividad Principal	País de Origen	Moneda	Participación	
				2019 %	2018 %
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 Trasandino (Argentina) S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino Argentina-Chile	Argentina	USD	35,79	35,79
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino Argentina-Chile	Chile	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:

Sociedades	Saldo inicial 01.01.2019 MUS\$	Adiciones MUS\$	Participación en resultado MUS\$	Dividendos MUS\$	Diferencia conversión MUS\$	Otros Incremento (Decremento) MUS\$	Saldo final 30.09.2019 MUS\$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	233	-	-	-	(8)	-	225
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	1.432	-	(96)	-	-	-	1.336
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	3.058	-	922	-	-	-	3.980
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	10.365	-	1.936	-	-	-	12.301
Geotérmica del Norte S.A.	77.368	-	(94)	-	-	-	77.274
GNL Chile S.A.	4.399	-	83	(2.162)	-	-	2.320
GNL Quintero S.A.	8.445	-	8.946	(7.186)	-	1.948	12.153
Innery Holding S.A.	6.939	-	1.759	-	-	(750)	7.948
Norgas S.A.	1.694	-	88	-	39	-	1.821
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	2.111	-	(176)	-	-	-	1.935
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	5.638	-	(184)	-	-	-	5.454
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	10.388	-	2.862	(2.695)	(644)	-	9.911
Totales	132.222	-	16.046	(12.043)	(613)	1.198	136.810

Sociedades	Saldo inicial 01.01.2018 MUS\$	Adiciones MUS\$	Participación en resultado MUS\$	Dividendos MUS\$	Diferencia conversión MUS\$	Otros Incremento (Decremento) MUS\$	Saldo final 31.12.2018 MUS\$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	255	-	7	-	(29)	-	233
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	1.338	-	74	-	-	20	1.432
Forenergy S.A.	27	-	-	-	-	(27)	-
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	2.872	-	186	-	-	-	3.058
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	9.770	-	595	-	-	-	10.365
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	1	-	-	-	-	(1)	-
Geotérmica del Norte S.A.	75.330	-	2.038	-	-	-	77.368
GNL Chile S.A.	4.654	-	1.258	(1.513)	-	-	4.399
GNL Quintero S.A.	9.712	-	9.699	(9.196)	-	(1.770)	8.445
Innery Holding S.A.	8.730	-	459	-	-	(2.250)	6.939
Norgas S.A.	2.164	-	179	(421)	(228)	-	1.694
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	2.484	-	(302)	-	-	(71)	2.111
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	5.930	-	77	-	-	(369)	5.638
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	11.741	-	3.698	(3.410)	(1.641)	-	10.388
Totales	135.160	-	17.968	(14.540)	(1.898)	(4.468)	132.222

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

Valor Razonable

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

Participaciones menores al 20% en Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. y Geotérmica del Norte 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 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 septiembre de 2019 no hubo cambios de la participación en asociadas.

- Al 31 de diciembre de 2018 la sociedad Forenergy S.A.se encuentra en proceso de liquidación.

- En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, 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:

Al 30 de septiembre de 2019							
Sociedades	Participación %	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	21.101	506.088	24.491	1.247	24.092	(626)
Gnl Chile S.A.	33,33	101.926	2.151.172	303.347	1.942.788	687.565	249
Gnl Quintero S.A.	20,00	463.137	843.963	36.332	1.209.999	162.642	44.732
Sonacol S.A.	10,06	11.394	271.268	63.754	120.398	62.128	28.445
Otras inversiones	-	88.255	143.414	15.044	75.375	58.770	18.888
Total		685.813	3.915.905	442.968	3.349.807	995.196	91.688

31 de diciembre de 2018							
Inversiones con influencia significativa	Participación %	Activos corrientes MUS\$	Activos no corrientes MUS\$	Pasivos corrientes MUS\$	Pasivos no corrientes MUS\$	Ingresos MUS\$	Resultado MUS\$
Geotermica del Norte S.A.	15,41	32.000	500.618	30.133	423	33.122	177
Gnl Chile S.A.	33,33	108.892	386	96.079	-	1.104.723	3.773
Gnl Quintero S.A.	20,00	417.165	870.966	39.170	1.206.734	211.421	48.496
Sonacol S.A.	10,06	9.007	282.562	74.137	114.180	83.686	36.762
Otras Inversiones	-	62.873	129.741	11.954	65.610	37.311	5.156
Totales		629.937	1.784.273	251.473	1.386.947	1.470.263	94.364

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 en curso MUS\$	Inversión en E&P MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	230.342	14.059	1.214.062	38.519	435.599	1.157.079	77.200	3.166.860
Adiciones	-	-	65.885	-	61.727	159.927	392	287.931
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(18.704)	-	(18.704)
Castigos y bajas	-	-	(2.516)	-	(1.316)	(2.247)	-	(6.079)
Gasto por depreciación	-	(1.036)	(161.678)	(5.245)	-	(148.751)	(9.181)	(325.891)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(343)	-	(343)
Transferencias	-	264	78.381	412	(67.785)	(5.427)	(5.845)	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	299	-	3.345	(110)	(5.190)	(1.656)
Cambios, total	-	(772)	(19.629)	(4.833)	(4.029)	(15.655)	(19.824)	(64.742)
Saldo final al 30 de septiembre de 2019	<u>230.342</u>	<u>13.287</u>	<u>1.194.433</u>	<u>33.686</u>	<u>431.569</u>	<u>1.141.424</u>	<u>57.376</u>	<u>3.102.117</u>

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 2018	230.342	11.678	1.223.352	44.907	435.035	1.250.806	44.552	3.240.672
Adiciones	-	-	38.786	549	179.374	348.326	7.521	574.556
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(26.878)	-	(26.878)
Castigos y bajas	-	-	(20.214)	(964)	(25.286)	(1.666)	(373)	(48.503)
Deterioros	-	-	-	-	-	(179.832)	-	(179.832)
Gasto por depreciación	-	(1.309)	(231.336)	(8.321)	-	(209.731)	(13.060)	(463.757)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(5.253)	-	(5.253)
Transferencias	-	3.690	142.074	2.348	(159.814)	(23.576)	35.278	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	61.400	-	6.290	4.883	3.282	75.855
Cambios, total	-	2.381	(9.290)	(6.388)	564	(93.727)	32.648	(73.812)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	<u>230.342</u>	<u>14.059</u>	<u>1.214.062</u>	<u>38.519</u>	<u>435.599</u>	<u>1.157.079</u>	<u>77.200</u>	<u>3.166.860</u>

A continuación, se presentan los saldos del rubro:

Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30.09.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	75.966	75.702
Planta y equipos	3.728.154	3.599.332
Instalaciones	121.042	120.630
Construcción en curso	441.795	445.825
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	4.288.415	4.468.353
Otros	185.705	197.094
Totales	<u>9.071.419</u>	<u>9.137.278</u>

Propiedades, Planta y Equipo, Depreciación Acumulada	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Edificios	62.679	61.643
Planta y equipos	2.543.947	2.395.496
Instalaciones	87.356	82.111
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	3.146.991	3.311.274
Otros	128.329	119.894
Totales	5.969.302	5.970.418

Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	13.287	14.059
Planta y equipos	1.184.207	1.203.836
Instalaciones	33.686	38.519
Construcción en curso	441.795	445.825
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	1.141.424	1.157.079
Otros	57.376	77.200
Totales	3.102.117	3.166.860

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 septiembre de 2019 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 septiembre de 2019 ha activado intereses por un monto de MUS\$ 3.345 provenientes del financiamiento utilizado en la construcción de la Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua (MUS\$ 9.945 por construcción de la Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua y Proyecto PIAM al 31 de diciembre de 2018).

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:

	01.01.2019	01.01.2018	01.07.2019	01.07.2018
	30.09.2019	30.09.2018	30.09.2019	30.09.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
En costos de venta	316.870	332.480	110.954	116.040
En costos de distribución	7.614	8.088	2.663	2.317
En gastos de administración	1.407	1.040	266	304
Totales	325.891	341.608	113.883	118.661

f) **Deterioro activos:** Ver Nota 16.

g) **Otros incrementos (decrementos):** Al 31 de diciembre de 2018 se incluye principalmente un reverso de la provisión de obsolescencia asociadas a repuestos capitalizables por MUS\$ (58.700), de acuerdo con NIC 16.

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

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

Operaciones conjuntas	Porcentaje de participación		Inversión neta antes de deterioro		Menos: Pérdidas por deterioro		Inversión neta en negocio conjunto	
	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018
	(no auditado)		(no auditado)		(no auditado)		(no auditado)	
	%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación								
Área Magallanes	50,00	50,00	382.608	420.642	29.032	29.032	353.576	391.610
Campamento Central Cañadón Perdido	50,00	50,00	68.851	69.249	18.392	18.392	50.459	50.857
Cam 2A Sur	50,00	50,00	88	109	-	-	88	109
East Ras Qattara	50,50	50,50	29.664	24.327	-	-	29.664	24.327
Petrofaro	50,00	50,00	3.728	3.728	1.719	1.719	2.009	2.009
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1)	33,33	33,33	-	-	-	-	-	-
Consorcio Bloque 28	42,00	42,00	-	-	-	-	-	-
Totales			484.939	518.055	49.143	49.143	435.796	468.912

Adicional a lo anterior, al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, 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	Inversión neta antes de deterioro		Menos: Pérdidas por deterioro		Inversión neta en otros negocios	
	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018
	(no auditado)		(no auditado)		(no auditado)	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Paraíso, Biguno, Huachito	25.729	27.618	-	-	25.729	27.618
Mauro Dávalos Cordero	125.978	105.754	-	-	125.978	105.754
Intracampos	62.954	62.967	-	-	62.954	62.967
El Turbio Este	3.609	3.263	-	-	3.609	3.263
Totales	218.270	199.602	-	-	218.270	199.602

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

15. DERECHOS DE USO Y OBLIGACIONES POR ARRENDAMIENTO

a) **Derechos de uso** - Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 el movimiento del rubro Derechos de uso asociado a activos sujetos a NIIF 16 por clase de activo subyacente, es el siguiente:

	Contratos de operación terrestre MUS\$	Contratos de operación naviera MUS\$	Contratos de operación aérea MUS\$	Inmueble MUS\$	Otros MUS\$	Totales MUS\$
Saldos al 01 de enero de 2019	17.930	56.934	7.447	12.926	1.566	96.803
Amortización del periodo	(3.523)	(21.849)	(1.232)	(1.350)	(1.566)	(29.520)
Adiciones	-	-	-	614	-	614
Saldo al 30 de septiembre de 2019	14.407	35.085	6.215	12.190	-	67.897

	Contratos de operación terrestre MUS\$	Contratos de operación naviera MUS\$	Contratos de operación aérea MUS\$	Inmueble MUS\$	Otros MUS\$	Totales MUS\$
Saldos al 01 de enero de 2018	22.627	75.406	9.090	14.542	7.651	129.316
Amortización del ejercicio	(4.697)	(29.058)	(1.643)	(1.616)	(6.085)	(43.099)
Adiciones	-	10.586	-	-	-	10.586
Saldo al 31 de diciembre de 2018	17.930	56.934	7.447	12.926	1.566	96.803

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

Al 30 de septiembre de 2019	Corriente	No Corriente			
	Total MUS\$	+ 1 a 3 años MUS\$	+ 3 a 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$
Arrendamiento asociado a					
Contratos de operación terrestre	2.331	2.382	2.206	8.322	12.910
Contratos de operación naviera	17.980	15.909	2.578	-	18.487
Contratos de operación aérea	1.637	3.574	1.340	-	4.914
Contrato por Inmueble	1.593	3.604	3.327	3.939	10.870
Totales	23.541	25.469	9.451	12.261	47.181

Al 31 de diciembre de 2018	Corriente	No Corriente			
	Total MUS\$	+ 1 a 3 años MUS\$	+ 3 a 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$
Arrendamiento asociado a					
Contratos de operación terrestre	4.595	2.770	2.133	9.172	14.075
Contratos de operación naviera	28.017	22.627	7.690	-	30.317
Contratos de operación aérea	1.589	3.373	2.775	-	6.148
Contrato por Inmueble	1.502	3.115	3.268	5.205	11.588
Otros	1.604	-	-	-	-
Totales	37.307	31.885	15.866	14.377	62.128

Al 30 de septiembre de 2019, 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 ejercicio:

	Flujo total de efectivo para el período y ejercicio finalizado al	
	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Pasivo de arrendamiento		
Saldos netos al inicio del ejercicio	99.435	131.027
Pasivos de arrendamiento generados	614	10.586
Gasto por intereses	2.768	4.051
Pagos de capital	(29.327)	(42.178)
Pagos de intereses	(2.768)	(4.051)
Saldo final del ejercicio	70.722	99.435
Total Flujo de efectivo para el periodo y ejercicio, asociado con pasivos de arrendamiento	(29.327)	(42.178)

16. PÉRDIDAS POR DETERIORO Y PROVISIONES

i) Deterioro Activos

Con fecha 31 de diciembre de 2018, la realización de la medición del valor recuperable de los activos de la cartera de la línea de negocio E&P a través de método de “valor en uso” determinó un ajuste por deterioro para Enap Magallanes por MUS\$ 150.800 y por Área Magallanes (Argentina) por MUS\$ 29.032; las tasas de descuento utilizadas en las estimaciones actuales corresponden a un 6,4% para el caso de Enap Magallanes y 9,4% para Área Magallanes (Argentina) . Los principales eventos y circunstancias que han llevado al reconocimiento de estas pérdidas por deterioro de valor obedecen a un incremento de la oferta de gas natural en Argentina a partir de incentivos de precio otorgados por el gobierno para potenciar el desarrollo de reservas de gas no convencional, esto produjo una caída de los precios de mercado en dicho país, y las expectativas de recuperación, bajo las actuales condiciones de mercado, no se visualizan en mediano plazo. Además, a partir de la decisión del gobierno argentino de abrir nuevamente las exportaciones de gas natural, a partir de octubre de 2018, ENAP Magallanes dejó de ser el único proveedor de gas natural en Chile. Considerando lo anterior se reevaluaron las inversiones proyectadas para el año 2019 y siguientes, el nivel de perforación de pozos, consideraciones del desarrollo de área relevante para el potencial de negocio en gas no convencional, estimación de precios a largo plazo para venta empresas y residenciales, y los efectos de cambios en el contexto de los actores que participan en el desarrollo de la industria. La estimación se ha conformado con los flujos de inversiones hasta el año 2030 y de ahí en adelante se realiza una proyección del último flujo por 20 años lo cual cubre aproximadamente las reservas existentes.

Al 30 de septiembre de 2019 no se han realizado ajustes adicionales a test de deterioros.

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	
	01.01.2019	01.01.2018	01.07.2019	01.07.2018
	30.09.2019	30.09.2018	30.09.2019	30.09.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Resultado campaña exploratoria y pozos secos	18.704	15.263	7.363	3.439
Abandono de fozas, remediación medio ambiente y otros	694	-	-	-
Total Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	19.398	15.263	7.363	3.439

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

17. 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 incurren en gastos. Los activos y pasivos de cada una de las operaciones conjuntas al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 son las siguientes:

Operaciones conjuntas	Porcentaje de participación		Activos corrientes		Activos no corrientes		Pasivos corrientes		Pasivos no corrientes	
	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018
	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)
	%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación										
Área Magallanes (a)	50,00	50,00	41.457	54.702	366.469	403.509	115.837	181.361	279.322	233.319
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	50,00	50,00	16.386	11.173	51.024	54.524	(2.693)	-	26.775	45.498
Cam 2A Sur (c)	50,00	50,00	16	165	187	224	(34)	2.199	7.911	7.026
East Ras Qattara (d)	50,50	50,50	57.539	56.202	29.806	24.331	7.901	4.952	-	-
Petrofaro (e)	50,00	50,00	4.014	8.156	4.038	4.103	(3.758)	3.581	7.706	7.953
b. Exploración										
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	33,33	33,33	5	13	2	25	212	181	21	190
Consorcio Bloque 28 (b)	42,00	42,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales			119.417	130.411	451.526	486.716	117.465	192.274	321.735	293.986

A continuación, se detallan los ingresos ordinarios, costos y resultados de cada una de las operaciones conjuntas por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2019 y de 2018.

Operaciones conjuntas	Porcentaje de participación		Ingresos Ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	30.09.2019	30.09.2018	30.09.2019	30.09.2018	30.09.2019	30.09.2018	30.09.2019	30.09.2018
	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)
	%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación								
Área Magallanes (a)	50,00	50,00	108.604	126.038	83.566	83.411	3.201	13.608
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	50,00	50,00	39.805	9.833	28.882	6.830	3.875	797
Cam 2A Sur (c)	50,00	50,00	11	-	359	550	(617)	(974)
East Ras Qattara (d)	50,50	50,50	43.453	54.338	15.311	13.293	27.150	40.332
Petrofaro (e)	50,00	50,00	3.377	-	3.166	9.126	2.024	1.492
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	33,33	33,33	-	-	(1)	185	(2)	(130)
Consorcio Bloque 28 (b)	42,00	42,00	331	363	-	-	210	175
Totales			195.581	190.572	131.283	113.395	35.841	55.300

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, la cual tiene una duración de 20 años, pudiendo extenderse.

(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

En el marco de la ley 27.007, en el año 2016 se inició el proceso de negociación para la reconversión del Área “E-2”. Durante dicho proceso, el 29 de diciembre de 2017 YPF S.A. manifestó su decisión de no participar en el proceso de negociación y reconversión de dicha área. En cambio, el 5 de junio de 2018, ENAP Sipetrol Argentina S.A. manifestó su voluntad de reconvertir el Convenio de Asociación suscrito con ENARSA para la exploración y explotación del área “E-2” en un permiso de exploración en los términos de la ley 17.319, a cuyos efectos presentó la propuesta correspondiente.

Luego de desestimada la propuesta de Enap Sipetrol Argentina S.A. la Secretaría de Energía con fecha 15 de abril de 2019 mediante resolución 195/2019 resolvió revertir y transferir al Estado de Argentina la superficie del área “E-2” sujeta a jurisdicción nacional, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 30 de la ley 27.007.

Las autoridades de la UTE evaluarán el curso de acción respecto de la continuidad o liquidación de la UTE

(b) 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 Km2., 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. A la fecha se ha avanzado con estudios de geociencias y estudios ambientales para la perforación del pozo exploratorio Mirador-1. Con fecha 19 de febrero de 2019 se ingresa al Ministerio de Ambiente el Estudio de Impacto Ambiental, con lo cual, se prevé contar con la Licencia Ambiental para la perforación del pozo hacia finales del año 2019.

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.

En el mes de enero de 2018 se realizó el traslado del equipo de perforación hasta la ubicación del pozo Cahuil 2 Ex D, iniciando la perforación el 31 de enero y terminando el 17 de marzo. Se inicia traslado del equipo hacia la ubicación del pozo Cahuil 3 Ex B, iniciando la perforación el día 25 de marzo, terminando el 04 de mayo. Entre los meses de enero y marzo se construyó la ubicación para el equipo de perforaciones en la locación del pozo Cahuil F iniciando la perforación del pozo Cahuil 4 Ex F terminando el 25 de junio de 2018 donde también se aprobaron las Declaraciones de Impacto Ambiental para realizar fracturamiento hidráulico y Construir Líneas de Flujo en los pozos: Cahuil B, Cahuil D, Cahuil E y Cahuil F.

Durante el 2018 se efectuó la construcción de la Central de Flujo Cahuil (95 %), construcción Línea de Flujo Cahuil 4 a Central Cahuil (100 %); Pozo Cahuil 2 (ex D) en producción desde el 10/12/2018; Pozo Cahuil 3 (ex B) en producción desde el 29/12/2018; Pozo Cahuil 4 (ex F) en producción desde el 06/11/2018.

Durante el 2019 se encuentra operativa la Central de Flujo Cahuil, a la que tributan los pozos Cahuil 2, 3 y 4. Las producciones promedio de la central oscila entre los 450 y 500 Mm3d.

Durante el mes de mayo se realizó la fractura del Pozo Puerto Sara Oeste ZG-1 en una nueva zona de interés: Complejo Arenoso Bahía Inútil (CABI). Se realizó Flow back con una producción promedio de 45 Mm3d. Posteriormente se construye la instalación de superficie para que el pozo quede en producción a partir del mes de Julio/19.

Actualmente se realizan preparaciones tanto para la perforación del pozo Cahuil E como para realizar una nueva intervención en el pozo Cahuil-2 que permita un incremento de producción.

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 septiembre 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 Lenga, lo cual fue aceptado con fecha 08 de enero de 2015, dando así término al contrato.

A septiembre 2019, 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.

Durante el primer semestre del 2019 se realizó la construcción de la locación y acceso del pozo Tiuque 1 (3.100 mbmr app), pozo que tiene como objetivo la formación CABI.

Entre los meses de mayo y julio se realizó la perforación del mismo pozo, realizando la fractura durante el mes de agosto y posterior flowback, etapa en la cual se encuentra actualmente.

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.

El 30 de abril se cerró el pozo Chercán X-1.

A septiembre 2019 no se han realizado actividades operativas en el bloque, ni se han generado nuevas inversiones en este bloque.

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.

A septiembre 2019 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 septiembre de 2019 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. Escritura de cesión entregada al ministerio. Se está a la espera de resolución/toma de razón por parte de Contraloría.

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 el mes de 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 y sin actividad a septiembre 2019.

18. OTROS NEGOCIOS

A continuación, se incluye un detalle de la información al 30 de septiembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 de los estados financieros de los Otros Negocios, correspondientes a operaciones de explotación donde el Grupo ENAP explota en un 100% concesiones otorgadas por autoridades regionales y estatales de los países donde se realizan; 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	
	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018
	(no auditado)		(no auditado)		(no auditado)		(no auditado)	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	12.488	8.994	42.164	39.546	41.071	35.430	985	934
Mauro Dávalos Cordero (b)	54.185	39.026	182.951	171.591	178.207	153.733	4.276	4.052
El Turbio Este (c)	28	1.484	2.079	2.191	1.337	3.637	977	1.377
Totales	66.701	49.504	227.194	213.328	220.615	192.800	6.238	6.363

Proyectos	Ingresos Ordinarios		Gastos Ordinarios		Resultado	
	30.09.2019	30.09.2018	30.09.2019	30.09.2018	30.09.2019	30.09.2018
	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)	(no auditado)
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Pampa del Castillo (a)	(11)	63.054	155	48.910	858	4.092
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	51.572	45.114	21.374	20.804	23.041	18.622
Mauro Dávalos Cordero (b)	90.973	67.171	34.663	28.009	36.847	26.491
El Turbio Este	-	687	108	10	(5.204)	(97)
Octans Pegaso	-	-	78	863	(1.431)	(987)
Totales	142.534	176.026	56.378	98.596	54.111	48.121

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.

Con fecha 24 de julio de 2018, la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. vendió el 95% de su participación en el bloque Pampa del Castillo- La Guitarra, a la empresa argentina CAPEX S.A. operación, donde la empresa argentina adquiere casi el total de la Concesión de Explotación por un precio de MUS\$ 33.449.

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

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

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

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

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

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

De conformidad con las disposiciones legales vigentes, dichos Contratos Modificatorios fueron inscritos en la Secretaría de Hidrocarburos con fecha 15 de diciembre de 2010 y la fecha en que dicha modificación contractual entró en vigencia es el 1 de enero de 2011. Por consiguiente, los términos contractuales de los contratos suscritos el 7 de octubre de 2002 tiene vigencia hasta el 2010 y los términos contractuales de los Contratos Modificatorios rigen a partir del 1 de enero de 2011, con una vigencia de 15 años.

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

19. PROPIEDADES DE INVERSIÓN

El movimiento es el siguiente:

	30.09.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Saldo inicial, neto	7.279	7.370
Gasto por depreciación	(68)	(91)
Saldo final	7.211	7.279

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 muebles es 10 años y a los bienes inmuebles 80 años.

20. PASIVOS FINANCIEROS

El detalle de los pasivos financieros al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Al 30 de septiembre de 2019

Rubro	Pasivos financieros mantenidos para negociar MUS\$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$	Total Otros Pasivos Financieros MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	-	719.042	4.092	723.134
Pasivos por arrendamientos, corrientes (Nota 15)	-	23.541	-	23.541
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	832.169	-	832.169
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	4.463	-	4.463
Total pasivos financieros corrientes	-	1.579.215	4.092	1.583.307
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	3.511.412	29.720	3.541.132
Pasivos por arrendamientos, no corrientes (Nota 15)	-	47.181	-	47.181
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	4.726	-	4.726
Total pasivos financieros no corriente	-	3.563.319	29.720	3.593.039

Al 31 diciembre de 2018

Rubro	Pasivos financieros mantenidos para negociar MUS\$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$	Total Otros Pasivos Financieros MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	-	991.307	46.013	1.037.320
Pasivos por arrendamientos, corrientes (Nota 15)	-	37.307	-	37.307
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	811.497	-	811.497
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	18.665	-	18.665
Total pasivos financieros corrientes	-	1.858.776	46.013	1.904.789
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	3.664.277	25.005	3.689.282
Pasivos por arrendamientos, no corrientes (Nota 15)	-	62.128	-	62.128
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	132	-	132
Total pasivos financieros no corriente	-	3.726.537	25.005	3.751.542

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:

	30.09.2019		31.12.2018	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Activos de cobertura				
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujo de caja	8.427	12.978	8.850	8.496
Cobertura de tasa de interés				
Cobertura de flujo de caja		(448)		(1.950)
Garantías por Margin Call	-	1.950	-	1.950
Cobertura de diferencial WTI/ BRENT				
Cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
Cobertura de Brent - TSS				
Cobertura de valor razonable	5.591	-	119.059	-
Totales	14.018	14.480	127.909	8.496
	30.09.2019		31.12.2018	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Pasivos de cobertura				
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujo de caja	2.965	29.720	45.659	25.005
Cobertura de diferencial WTI/ Brent				
Cobertura de flujo de caja	1.127	-	354	-
Cobertura de TSS				
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-
Totales	4.092	29.720	46.013	25.005

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	
			30.09.2019 MUS\$	31.12.2018 MUS\$
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Obligaciones por bonos	(19.707)	(62.168)
SWAP	Tasa de interés	Préstamos bancarios	1.502	-
TSS	Petróleo crudo	Inventarios	5.591	119.059
SDI	Diferencial WTI -Brent	Inventarios	(1.127)	(354)
Forward	Tipo de cambio	Deudores comerciales	8.427	8.850
Totales			(5.314)	65.387

iii) Efecto en resultado de los derivados de coberturas

Los montos reconocidos en resultados y en resultados integrales al 30 de septiembre de 2019 y 30 de septiembre de 2018, son los siguientes:

	01.01.2019 30.09.2019 MUS\$	01.01.2018 30.09.2018 MUS\$	01.07.2019 30.09.2019 MUS\$	01.07.2018 30.09.2018 MUS\$
Abonos (cargos) reconocidos en Otros resultados integrales durante el ejercicio	4.570	8.649	3.706	(58.181)
Abonos (cargos) a resultados durante el ejercicio	64.771	(181.095)	56.910	(32.864)

iv) Otros antecedentes sobre instrumentos financieros

A continuación, se detallan los vencimientos de las coberturas

Al 30 de septiembre de 2019		Nacional						
	Valor razonable MUS\$	2019 MUS\$	2020 MUS\$	2021 MUS\$	2022 MUS\$	2023 MUS\$	2024 y siguientes MUS\$	Total MUS\$
Derivados financieros								
Cobertura de tipo de cambio								
Cobertura de flujo de caja	(11.280)	655.000	-	192.000	-	-	256.175	1.103.175
Cobertura de tasa de interés								
Cobertura de flujo de caja	1.502	-	303.706	-	-	-	-	303.706
Totales	(9.778)	655.000	303.706	192.000	-	-	256.175	1.406.881
			Valor razonable MUS\$					
Cobertura de SDI: Cobertura de flujo de caja			(1.127)					
Cobertura de TSS: Cobertura del valor razonable			5.591					

Al 31 de diciembre de 2018	Valor razonable MUS\$	Nocional						Total MUS\$
		2019 MUS\$	2020 MUS\$	2021 MUS\$	2022 MUS\$	2023 MUS\$	2024 y siguientes MUS\$	
Derivados financieros								
Cobertura de tipo de cambio								
Cobertura de flujo de caja	(53.318)	1.085.000	-	192.000	-	-	256.175	1.533.175
Cobertura de tasa de interés								
Cobertura de flujo de caja	-	-	303.706	-	-	-	-	303.706
Totales	(53.318)	1.085.000	303.706	192.000	-	-	256.175	1.836.881
			Valor razonable MUS\$					
Cobertura de SDI: Cobertura de flujo de caja			(354)					
Cobertura de TSS: Cobertura del valor razonable			119.059					

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 significativos no observables en mercado para el activo o pasivo, sino mediante técnicas de valorización.

	Total	Clasificación de instrumentos financieros		
	30.09.2019	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Instrumentos financieros medidos a valor razonable				
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	5.591	-	5.591	-
Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	22.907	-	22.907	-
Total	28.498	-	28.498	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	33.812	-	33.812	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de valor razonable	-	-	-	-
Total	33.812	-	33.812	-

	Total	Clasificación de instrumentos financieros		
	31.12.2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Instrumentos financieros medidos a valor razonable				
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	119.059	-	119.059	-
Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	17.346	-	17.346	-
Total	136.405	-	136.405	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	71.018	-	71.018	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de valor razonable	-	-	-	-
Total	71.018	-	71.018	-

b) Préstamos que devengan intereses

i) Resumen de préstamos - El resumen de los préstamos que devengan intereses al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Préstamos de entidades financieras	501.334	441.203	251.604	228.084
Obligaciones con el público	217.708	550.104	3.259.808	3.436.193
Totales	719.042	991.307	3.511.412	3.664.277

ii) Detalle de Préstamos que devenga intereses - El desglose por moneda y vencimiento de los préstamos de entidades financieras (garantizados y no garantizados) que incluyen intereses devengados al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS



Al 30 de septiembre de 2019

Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	Corriente			No Corriente			
					Hasta 3 meses MUS\$	+ 3 meses hasta 1 año MUS\$	Total MUS\$	+ 1 año hasta 3 años MUS\$	+ 3 años hasta 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$
BNP Paribas (Cesce) (1)	Semestral	2,87%	5,19%	68.682	-	7.046	7.046	3.536	-	-	3.536
The Bank of New York Mellon (2)	Trimestral	Libor + 1,85%	3,94%	150.000	10.773	30.000	40.773	39.482	-	-	39.482
The Bank of Nova Scotia (3)	Trimestral	Libor + 1,40%	3,49%	80.000	5.511	16.000	21.511	31.586	-	-	31.586
The Bank of Nova Scotia (4)	Trimestral	Libor + 1,125%	3,21%	100.000	-	-	-	-	100.000	-	100.000
Bank of America, N.A. (5)	Trimestral	Libor + 0,85%	3,21%	77.000	-	208	208	-	77.000	-	77.000
Scotiabank Chile	Vencimiento	2,43%	2,43%	50.000	-	50.351	50.351	-	-	-	-
Banco de Chile	Vencimiento	2,45%	2,45%	160.000	160.653	-	160.653	-	-	-	-
Itaú Corpbanca	Vencimiento	2,40%	2,40%	120.000	-	119.985	119.985	-	-	-	-
Banco de Crédito e Inversiones	Vencimiento	2,69%	2,69%	100.000	-	100.807	100.807	-	-	-	-
Totales					176.937	324.397	501.334	74.604	177.000	-	251.604

Al 31 de diciembre de 2018

Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	Corriente			No Corriente			
					Hasta 3 meses MUS\$	+ 3 meses hasta 1 año MUS\$	Total MUS\$	+ 1 año hasta 3 años MUS\$	+ 3 años hasta 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$
BNP Paribas (Cesce) (1)	Semestral	2,87%	5,19%	68.682	-	7.086	7.086	10.755	-	-	10.755
The Bank of New York Mellon (2)	Trimestral	Libor + 1,85%	4,66%	150.000	11.093	30.000	41.093	69.602	-	-	69.602
The Bank of Nova Scotia (3)	Trimestral	Libor + 1,40%	4,21%	80.000	5.505	16.000	21.505	42.424	5.303	-	47.727
The Bank of Nova Scotia (4)	Trimestral	Libor + 1,125%	3,93%	100.000	53	-	53	-	100.000	-	100.000
Banco Itaú Argentina S.A.	Vencimiento	3,90%	3,90%	32.000	41.678	-	41.678	-	-	-	-
BBVA - Banco Francés S.A.	Vencimiento	6,00%	6,00%	29.500	16.112	-	16.112	-	-	-	-
Scotiabank Chile	Vencimiento	2,87%	2,87%	50.000	-	50.617	50.617	-	-	-	-
Banco de Chile	Vencimiento	2,85%	2,85%	160.000	-	161.754	161.754	-	-	-	-
Itaú Corpbanca	Vencimiento	3,03%	3,03%	100.000	-	101.305	101.305	-	-	-	-
Totales					74.441	366.762	441.203	122.781	105.303	-	228.084

Las tasas de interés nominal informadas son anuales.

Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes el 30 de septiembre de 2019:

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	Garantizada Enap Matriz
The Bank of Nova Scotia (3)	0-E	Dólares	Canadá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	Garantizada Enap Matriz
The Bank of Nova Scotia (4)	0-E	Dólares	Canadá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	Garantizada Enap Matriz
Bank of America, N.A. (5)	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Scotiabank Chile	97.018.000-1	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	97.004.000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Itaú Corpbanca	97.023.000-9	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Crédito e Inversiones	Dólares	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada

Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes al 31 de diciembre 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	Garantizada Enap Matriz
The Bank of Nova Scotia (3)	0-E	Dólares	Canadá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	Garantizada Enap Matriz
The Bank of Nova Scotia (4)	0-E	Dólares	Canadá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	Garantizada Enap Matriz
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
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

(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 terminó de amortizar en octubre de 2017.

(2) BANK OF NEW YORK MELLON

Con fecha 6 de julio de 2016, Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito para financiar el Proyecto Incremental Área 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 Área 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.

(4) THE BANK OF NOVA SCOTIA

Con fecha 21 de septiembre de 2018, Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia por MUS\$100.000, el que cuenta con garantía de ENAP. El plazo de pago es de 5 años, con amortización al vencimiento, la tasa pactada es LIBOR trimestral más 1,125% de margen aplicable.

(5) BANK OF AMERICA, N.A.

Con fecha 26 de agosto de 2019, Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito con Bank of America, N.A., por MUS\$90.000, el que cuenta con garantía de ENAP, recibiendo el 28 de agosto el primer desembolso por US\$77 millones, el remanente será solicitado de acuerdo requerimientos de la Empresa. El plazo de pago es de 5 años, con amortización al vencimiento, la tasa pactada es LIBOR trimestral más 0,85% de margen por año.

iii) Detalle de obligaciones con el público

El detalle y vencimientos de las obligaciones con el público al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, clasificadas en corriente y no corriente, se presentan en cuadro adjunto:

Al 30 de septiembre de 2019						Corriente			No Corriente			
Descripción	País	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Hasta 3 meses MUS\$	+3 meses a 1 año MUS\$	Total MUS\$	+1 año a 3 años MUS\$	+3 años a 5 años MUS\$	+5 años MUS\$	Total MUS\$
Tipo 144 A (b.2)	EE.UU.	US\$	174.411	5,25%	5,46%		175.471	175.471	-			-
Tipo 144 A (b.3)	EE.UU.	US\$	410.281	4,75%	5,12%	6.299		6.299	407.704			407.704
B-ENAP - E (a.2)	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%	2.824	-	2.824			148.573	148.573
Tipo 144 A (b.4)	EE.UU.	US\$	600.000	4,38%	4,56%	11.045	-	11.045			595.665	595.665
Tipo 144 A (b.5)	EE.UU.	US\$	700.000	3,75%	5,50%		4.186	4.186			607.591	607.591
B-ENAP - F (a.3)	Chile	UF	6.500	2,05%	2,20%	2.070		2.070			251.757	251.757
Tipo 144 A (b.6)	EE.UU.	US\$	600.000	4,50%	4,74%		1.261	1.261			576.925	576.925
Tipo 144 A (b.7)	EE.UU.	US\$	680.000	5,25%	5,38%	-	14.552	14.552			671.593	671.593
Totales						22.238	195.470	217.708	407.704	-	2.852.104	3.259.808

ENAP Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS



Al 31 diciembre de 2018						Corriente			No Corriente			
Descripción	País	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Hasta 3 meses	+3 meses a 1 año	Total	+1 año a 3 años	+3 años a 5 años	+5 años	Total
						MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
B-ENAP - B (a.1)	Chile	UF	9.750	4,55%	4,28%	395.096		395.096				-
Tipo 144 A (b.1)	EE.UU	US\$	115.308	6,25%	6,58%	3.467	115.223	118.690				-
Tipo 144 A (b.2)	EE.UU	US\$	174.411	5,25%	5,46%	3.725		3.725	173.955			173.955
Tipo 144 A (b.3)	EE.UU	US\$	410.281	4,75%	5,12%		1.392	1.392	406.814			406.814
B-ENAP - E (a.2)	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%		1.511	1.511			152.917	152.917
Tipo 144 A (b.4)	EE.UU	US\$	600.000	4,38%	4,56%		4.518	4.518			595.053	595.053
Tipo 144 A (b.5)	EE.UU	US\$	700.000	3,75%	5,50%	10.758		10.758			598.440	598.440
B-ENAP - F (a.3)	Chile	UF	6.500	2,05%	2,20%		785	785			259.445	259.445
Tipo 144 A (b.6)	EE.UU	US\$	600.000	4,50%	4,74%	8.175		8.175			576.228	576.228
Tipo 144 A (b.7)	EE.UU	US\$	680.000	5,25%	5,38%	5.454		5.454			673.341	673.341
Totales						426.675	123.429	550.104	580.769	-	2.855.424	3.436.193

Otros antecedentes relacionados a las obligaciones con el público vigentes al 30 de septiembre de 2019:

Nombre Acreedor	Rut	Tipo de Colocación	Empresa	País	Rut	Pago Intereses	Amortización Capital	Fecha de Vencimiento	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) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	30-10-2024	Sin Garantía
(b.5) 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.6) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	14-09-2047	Sin Garantía
(b.7) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Amortizable	06-11-2029	Sin Garantía

Otros antecedentes relacionados a las obligaciones con el público vigentes al 31 de diciembre 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) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	30-10-2024	Sin Garantía
(b.5) 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.6) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	14-09-2047	Sin Garantía
(b.7) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Amortizable	06-11-2029	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.

Este bono fue amortizado en su totalidad el día 12 de enero de 2019.

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 con 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 y con fecha 08 de julio de 2019 se pagó el saldo por MUS\$ 115.308.

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 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.

5. 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.

6. 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.

7. Con fecha 06 de noviembre de 2018, 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\$ 680.000. Los pagos de intereses son semestrales y el pago de capital se realizará en tres cuotas iguales en los años 2027, 2028 y 2029.

El plazo de vencimiento es de 11 años, con pagos semestrales de intereses y amortización de capital en tres cuotas durante los últimos tres años de vigencia de los bonos.

21. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

a) El detalle del rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Acreedores comerciales	812.374	791.446	358	132
Acreedores varios	10.205	12.428	-	-
Otras cuentas por pagar	9.590	7.623	4.368	-
Totales	832.169	811.497	4.726	132

Detalle de vencimientos futuros

	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Hasta 30 días	808.271	799.014
Entre 31 y 60 días	5.973	2.281
Entre 61 y 90 días	2.354	4.348
Entre 91 y 180 días	12.324	5.180
Mas de 180 días	3.247	674
Totales	832.169	811.497

22. OTRAS PROVISIONES

i) **Detalle** - El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

Concepto	Corriente		No Corriente	
	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación	(a) -	-	155.200	149.191
Contratos onerosos	-	-	8.915	9.723
Otras provisiones	1.359	2.600	1.973	1.709
Totales	1.359	2.600	166.088	160.623

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, tasa de descuento 6,4% en E&P Magallanes y 8,11% en Sipetrol Argentina.

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

	Desmant. costos reestructuración rehabilitación	Contratos onerosos	Otras provisiones	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	149.191	9.723	4.309	163.223
Provisiones adicionales	7.767	-	800	8.567
Provisión utilizada	(1.758)	(808)	(1.777)	(4.343)
Saldo final al 30 de septiembre de 2019	155.200	8.915	3.332	167.447

	Desmant. costos reestructuración rehabilitación	Contratos onerosos	Otras provisiones	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2018	117.781	9.723	2.851	130.355
Provisiones adicionales	40.520	-	1.482	42.002
Provisión utilizada	(2.954)	-	-	(2.954)
Reverso de provisión	(6.156)	-	-	(6.156)
Otro incremento (decremento)	-	-	(24)	(24)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	149.191	9.723	4.309	163.223

23. PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de las provisiones por beneficios a los empleados por el año terminado al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

Concepto:	Corriente		No Corriente	
	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Indemnización por años de servicios (a)	4.443	11.181	70.515	69.716
Plan de ajuste dotación (b)	9.626	35.432	-	-
Participación en utilidades y bonos del personal (c)	31.072	31.705	-	-
Provisión de vacaciones	17.013	20.235	-	-
Otros beneficios (d)	9.079	8.180	-	-
Totales	71.233	106.733	70.515	69.716

- 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.

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) Este monto incluye la provisión por el ajuste de dotación llevado a cabo en el mes de enero 2019.
- c) 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.
- d) Las imputaciones registradas en este rubro corresponden a otros beneficios al personal como, gratificaciones, aguinaldo, bono vacaciones, etc.

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

Al 30 de septiembre de 2019

Al 30 de septiembre de 2019	Corriente					
	Indemnización	Plan	Participación en			
	por años de	ajuste	Utilidades y Bonos	Provisión	Otros	Total
	servicios	dotación	del personal	vacaciones	provisiones	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	11.181	35.432	31.705	20.235	8.180	106.733
Provisiones adicionales	1.009	97	26.446	4.955	7.745	40.252
Provisión utilizada	(7.679)	(26.437)	(26.842)	(8.461)	(7.485)	(76.904)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(68)	534	(237)	284	639	1.152
Saldo final al 30 de septiembre de 2019	4.443	9.626	31.072	17.013	9.079	71.233

Al 31 de diciembre de 2018

Al 31 de diciembre de 2018	Corriente					
	Indemnización	Plan	Participación en	Provisión	Otras	Total
	por años de	ajuste	utilidades y bonos	vacaciones	provisiones	
	servicios	dotación	variable			
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2018	12.750	-	23.501	19.442	4.151	59.844
Provisiones adicionales	6.291	35.432	50.049	14.529	19.271	125.572
Provisión utilizada	(11.782)	-	(40.493)	(12.936)	(14.764)	(79.975)
Traspaso de provisión desde no corriente	9.004	-	-	-	-	9.004
Traspaso a Plan ajuste dotación	(4.500)	-	-	-	-	(4.500)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(582)	-	(1.352)	(800)	(478)	(3.212)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	11.181	35.432	31.705	20.235	8.180	106.733

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.

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

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

	No Corriente	
	30.06.2019	31.12.2018
Movimiento:	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial	69.716	96.444
Costos por servicios	1.029	869
Costos por intereses	3.009	5.169
Pérdidas actuariales	(166)	159
Beneficios pagados	(265)	(12.211)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(2.808)	(12.303)
Traspaso al corriente	-	(8.411)
Totales	70.515	69.716

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 con 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.

23.3 Hipótesis actuariales

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

Hipótesis:	30.09.2019	31.12.2018
Tasa de descuento Chile	5,37%	5,37%
Tasa de descuento Ecuador	4,25%	4,25%
Tasa esperada de incremento inicial salarial Chile	4,70%	4,70%
Tasa esperada de incremento inicial salarial Ecuador	1,50%	1,50%
Tasa de retiro voluntario Chile	2,29%	2,29%
Tasa de retiro voluntario Ecuador	1,50%	1,50%
Tasa de rotación por despido Chile	0,10%	0,10%
Tasa de rotación por despido Ecuador	8,73%	8,73%
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 2018. Ver efecto de sensibilidad en Nota 23.4.-

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

23.4 Análisis de sensibilidad

El siguiente cuadro muestra los efectos de la sensibilización al 30 de septiembre de 2019 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\$	72.474	71.878	63.240
Tasa de Descuento	5,37%	4,37%	6,37%
Sensibilidad porcentual	-	-19,00%	19,00%
Sensibilidad en MUS\$	-	(596)	(9.234)

<u>Ecuador</u>	<u>Valor contable</u>	<u>Análisis de sensibilidad</u>	
Valor actuarial MUS\$	2.484	2.634	2.345
Tasa de Descuento	4,25%	3,75%	4,75%
Sensibilidad porcentual	-	-12,00%	12,00%
Sensibilidad en MUS\$	-	150	(139)

24. PATRIMONIO

a) Cambios en el patrimonio:

Aumento de capital - Con fecha 03 de agosto de 2018, el Ministerio de Hacienda, mediante Decreto Supremo N°1639 de fecha 06 de noviembre de 2017, materializó un aporte extraordinario de capital a la Empresa por un monto de MUS\$ 400.000, según el artículo 6° transitorio de la Ley N°21.025.

Política de reparto de dividendos - 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 septiembre 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, la cual establece la obligación de 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, esta revisión se realiza anualmente en forma consistente desde la promulgación del oficio.

b) Capital emitido

El detalle del capital pagado y emitido al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	30.09.2019	31.12.2018
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Capital pagado	1.632.332	1.632.332
Totales	<u>1.632.332</u>	<u>1.632.332</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 con el 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.

Otras Reservas

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es la siguiente:

	30.09.2019	31.12.2018
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Diferencia de cambio por conversión (i)	(79.517)	(78.696)
Coberturas de flujo de caja (ii)	8.815	4.245
Reservas actuariales en planes de beneficios definidos	(9.680)	(9.667)
Reservas varias (iii)	<u>3.770</u>	<u>1.822</u>
Totales	<u>(76.612)</u>	<u>(82.296)</u>

i) Diferencia de cambio por conversión

	30.09.2019	31.12.2018
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Saldo al inicio del ejercicio	(78.696)	(76.141)
Resultado por cambios en empresas filiales y coligadas	<u>(821)</u>	<u>(2.555)</u>
Totales	<u>(79.517)</u>	<u>(78.696)</u>

ii) Cobertura de flujo de caja

	Total	Movimiento	Total
	31.12.2018	2019	30.09.2019
	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Composición de otras reservas en las coberturas de flujos de caja:			
Cross Currency Swap / Bonos y Arriendo Financiero	15.436	11.567	27.003
SWAP y tasa de interés préstamos bancarios	(1.212)	947	(265)
Contratos Forward de cambio de moneda extranjera	(10)	553	543
Swap de diferencial - SDI	(354)	(772)	(1.126)
Impuesto a la renta y diferido de derivados	(9.615)	(7.725)	(17.340)
Totales	<u>4.245</u>	<u>4.570</u>	<u>8.815</u>

ii) Otras reservas varias

	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial reservas varias	1.822	3.592
Cambios en reservas GNL Quintero S.A.	1.948	(1.770)
Totales	<u>3.770</u>	<u>1.822</u>

c) Ganancias (pérdidas) acumuladas

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	30.09.2019	31.12.2018
	MUS\$	MUS\$
Saldo al inicio del periodo / ejercicio	(519.514)	(279.950)
Resultado del periodo / ejercicio	4.433	(230.945)
Otras variaciones de resultados acumulados	(1.902)	(8.619)
Totales	<u>(516.983)</u>	<u>(519.514)</u>

25. PARTICIPACION NO CONTROLADORA

El detalle de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 y resultados consolidados del Grupo por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2019 y 30 de septiembre de 2018, es el siguiente:

Entidad	Participación no controladora en patrimonio		Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	
	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	30.09.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Vientos Patagónicos S.A.	2.816	176	154	0
Enap Refinerías S.A.	125	116	(10)	(19)
Totales	<u>2.941</u>	<u>292</u>	<u>144</u>	<u>(19)</u>

26. 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 marítimas, situados en Quintero, San Vicente, Isla de Pascua, Cabo Negro y Gregorio, estos dos últimos en la Región de Magallanes.

El almacenamiento y transporte de combustibles, 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.

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS



Al 30 de septiembre de 2019	E&P	R&C	G&E	(1)	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Ingresos actividades ordinarias	481.318	5.091.888	224.563	-	5.797.769
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	67.533	155.722	96.033	(319.288)	-
Costos de ventas	(312.058)	(4.932.757)	(208.139)	(8.885)	(5.461.839)
Costos de ventas, interlineas	(32.868)	(196.675)	(89.745)	319.288	-
Ganancia bruta	203.925	118.178	22.712	(8.885)	335.930
Otros ingresos, por función	1.104	12.244	2.211	2.164	17.723
Costos de distribución	(25.829)	(133.293)	(2.383)	-	(161.505)
Gastos de administración	(18.818)	(20.652)	(754)	(19.794)	(60.018)
Otros gastos por función	(25.670)	(1.320)	-	(538)	(27.528)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	134.712	(24.843)	21.786	(27.053)	104.602
Otras ganancias (pérdidas)	72	150	-	1	223
Ingresos financieros	7.860	641	-	(6.050)	2.451
Costos financieros	(24.353)	(72.659)	-	(85.477)	(182.489)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	2.591	13.455	-	16.046
Diferencias de cambio	(8.271)	17.438	253	10.971	20.391
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	110.020	(76.682)	35.494	(107.608)	(38.776)
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	(26.677)	19.831	(5.510)	55.712	43.356
Ganancia (pérdida)	83.343	(56.851)	29.984	(51.896)	4.580

Al 30 de septiembre de 2018	E&P	R&C	G&E	(1)	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Ingresos actividades ordinarias	486.430	5.541.939	251.651	-	6.280.020
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	163.083	159.907	102.552	(425.542)	-
Costos de ventas	(346.308)	(5.407.804)	(237.412)	(18.199)	(6.009.723)
Costos de ventas, interlineas	(116.332)	(224.915)	(84.614)	425.861	-
Ganancia bruta	186.873	69.127	32.177	(17.880)	270.297
Otros ingresos	30.646	8.768	3.329	1.213	43.956
Costos de distribución	(34.575)	(143.025)	(3.443)	-	(181.043)
Gastos de administración	(22.454)	(27.945)	(2.308)	(27.241)	(79.948)
Otros gastos por función	(20.737)	-	-	(490)	(21.227)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	139.753	(93.075)	29.755	(44.398)	32.035
Otras ganancias (pérdidas)	-	(60)	-	60	-
Ingresos financieros	4.556	487	-	(1.564)	3.479
Costos financieros	(20.277)	(66.783)	-	(89.574)	(176.634)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	2	3.515	10.495	(185)	13.827
Diferencias de cambio	(16.849)	5.952	(2.242)	(11.831)	(24.970)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	107.185	(149.964)	38.008	(147.492)	(152.263)
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	(23.243)	33.088	(10.259)	102.935	102.521
Ganancia (pérdida)	83.942	(116.876)	27.749	(44.557)	(49.742)

(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, al 30 de septiembre de 2019 y 30 de septiembre de 2018:

Venta por Productos	30.09.2019				30.09.2018			
	E&P	R&C	G&E	Total	E&P	R&C	G&E	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Crudo	122.831	-	-	122.831	152.626	-	-	152.626
Gas Natural	208.105	-	218.299	426.404	197.707	-	246.085	443.792
Gas Licuado de Petróleo	-	147.416	-	147.416	-	153.311	-	153.311
Gasolinas	-	1.820.791	-	1.820.791	-	1.946.206	-	1.946.206
Kerosene	-	585.764	-	585.764	-	637.216	-	637.216
Diesel	-	2.131.044	-	2.131.044	-	2.265.574	-	2.265.574
Petróleo Combustible	-	216.354	-	216.354	-	313.919	-	313.919
Petroquímicos	-	38.667	-	38.667	-	48.330	-	48.330
Otros Productos y exportaciones	-	146.034	6.264	152.298	-	170.636	-	170.636
Otros ingresos	1.704	5.819	-	7.523	4.314	6.749	5.566	16.629
Venta de servicios	148.678	-	-	148.678	131.783	-	-	131.783
Totales	481.318	5.091.888	224.563	5.797.769	486.430	5.541.941	251.651	6.280.022

Ventas Geográficas	30.09.2019				30.09.2018			
	E&P	R&C	G&E	Total	E&P	R&C	G&E	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Nacionales	150.567	4.994.609	224.563	5.369.739	146.281	5.383.113	246.249	5.775.643
Extranjeras	330.751	97.279	-	428.030	340.149	158.828	5.402	504.379
Totales	481.318	5.091.888	224.563	5.797.769	486.430	5.541.941	251.651	6.280.022

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, Esmas, 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.

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

El detalle de este rubro por el período de nueve y tres meses terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Detalle	01.01.2019	01.01.2018	01.07.2019	01.07.2018
	30.09.2019	30.09.2018	30.09.2019	30.09.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Venta de crudo	122.831	152.626	44.242	61.044
Venta de gas natural	359.726	373.600	115.732	136.005
Ingreso por compensación de gas (1)	66.678	70.192	25.667	28.082
Venta de productos refinados	5.092.333	5.535.192	1.649.300	1.844.647
Venta de servicios petroleros	148.678	131.783	47.454	41.857
Otros ingresos de operación	7.523	16.629	3.082	10.061
Totales	<u>5.797.769</u>	<u>6.280.022</u>	<u>1.885.477</u>	<u>2.121.696</u>

(1) El Ministerio de Energía está facultado para compensar a ENAP por un monto máximo de M\$ 58.521.878 para cada año 2019 y 2018, de acuerdo a la Ley de Presupuestos del Sector Público aprobada por el Congreso Nacional.

28. COSTOS DE VENTAS

El desglose de los costos de ventas por el período de nueve y tres meses terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Detalle	01.01.2019	01.01.2018	01.07.2019	01.07.2018
	30.09.2019	30.09.2018	30.09.2019	30.09.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Costo de crudo y gas	410.709	550.448	122.565	178.736
Costo de productos refinados (1)	4.651.532	5.062.804	1.521.561	1.731.631
Costo por venta de servicios	68.829	67.164	24.604	20.345
Otros costos de operación	330.769	329.309	120.909	120.507
Totales	<u>5.461.839</u>	<u>6.009.725</u>	<u>1.789.639</u>	<u>2.051.219</u>

(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 abono de MUS\$ 64.320 (cargo de MUS\$ 162.592 al 30 de septiembre de 2018), 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.

29. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

El desglose de los costos de distribución el período de nueve y tres meses terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	01.01.2019 30.09.2019 MUS\$	01.01.2018 30.09.2018 MUS\$	01.07.2019 30.09.2019 MUS\$	01.07.2018 30.09.2018 MUS\$
Servicios de logística	15.862	14.758	5.506	3.745
Transporte por oleoductos	30.150	30.623	9.905	10.323
Transporte marítimo	52.036	54.012	18.058	18.268
Transporte terrestre	15.464	18.220	4.842	5.855
Gastos del personal	15.059	20.816	4.626	5.911
Otros	32.934	42.614	10.165	12.994
Totales	161.505	181.043	53.102	57.096

30. OTROS GASTOS POR FUNCIÓN

El desglose de los otros gastos por función por el período de nueve y tres meses terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	01.01.2019 30.09.2019 MUS\$	01.01.2018 30.09.2018 MUS\$	01.07.2019 30.09.2019 MUS\$	01.07.2018 30.09.2018 MUS\$
Costos de campañas exploratorias	15.893	10.389	3.547	2.638
Pozos secos de exploración y abandonos	3.506	4.874	2.514	800
Bajas de propiedad, planta y equipo	3.347	-	1.805	-
Costos de exploración y otros	4.782	5.964	1.937	1.336
Totales	27.528	21.227	9.803	4.774

31. COSTOS FINANCIEROS

El desglose de los costos financieros por el período de nueve y tres meses terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Conceptos	01.01.2019 30.09.2019 MUS\$	01.01.2018 30.09.2018 MUS\$	01.07.2019 30.09.2019 MUS\$	01.07.2018 30.09.2018 MUS\$
Intereses de sobregiros y préstamos bancarios	29.260	28.870	9.452	8.081
Intereses de obligaciones con el público	132.714	123.224	41.919	40.867
Intereses de obligaciones por arrendamiento	2.768	3.180	826	1.109
Intereses de otras cuentas por pagar y otros pasivos no financieros	16.227	19.275	5.950	9.971
Otros desembolsos asociados a intereses	762	714	233	474
Total costo por intereses	181.730	175.263	58.379	60.502
Liquidaciones de derivados (swap)	1.139	2.833	-	1.375
Intereses devengados por derivados (swap)	2.965	6.859	1.827	1.990
Menos:				
Intereses capitalizados	(3.345)	(8.322)	-	(2.717)
Total costos financieros	182.489	176.633	60.206	61.150

32. GASTOS DEL PERSONAL

La composición de esta partida por el período de nueve y tres meses terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

	01.01.2019 30.09.2019 MUS\$	01.01.2018 30.09.2018 MUS\$	01.07.2019 30.09.2019 MUS\$	01.07.2018 30.09.2018 MUS\$
Sueldos y salarios	124.267	144.456	39.907	45.809
Beneficios a corto plazo empleados	98.911	114.442	30.975	28.048
Otros gastos de personal	5.519	11.060	2.159	3.471
Otros beneficios	21.277	24.277	5.937	6.480
Totales	249.974	294.235	78.978	83.808

33. DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambio que son (debitadas) acreditadas a resultados son los siguientes por el período de nueve y tres meses terminado al 30 de septiembre de 2019 y 2018:

Conceptos	01.01.2019	01.01.2018	01.07.2019	01.07.2018
	30.09.2019	30.09.2018	30.09.2019	30.09.2018
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalente al efectivo	5.224	(14.207)	(6.137)	(11.375)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(25.259)	(40.765)	(37.413)	(48.917)
Resultado cobertura forward	25.616	37.718	34.920	48.045
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	488	3.360	1.051	1.587
Cuentas por cobrar y por pagar por impuestos	9.697	(35.033)	598	(33.284)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.948	13.908	2.620	13.855
Provisiones corriente	1.317	3.116	3.953	3.662
Provisiones no corriente	3.126	8.583	4.878	10.524
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	21.973	52.413	25.011	78.428
Resultado cobertura pasivos financieros corriente y no corriente	(20.177)	(44.561)	(26.969)	(71.175)
Otros	(6.565)	(9.502)	(5.412)	(2.841)
Totales	20.391	(24.970)	(2.900)	(11.491)

34. MONEDA EXTRANJERA

El desglose de moneda extranjera para activos al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Activos	Moneda	Moneda	30.09.2019	31.12.2018
	extranjera	funcional	MUS\$	MUS\$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	\$ No reajutable	Dólar	96.309	425.288
	\$ Argentinos	Dólar	6.157	2.251
	£ Libras Egipcias	Dólar	6.708	2.826
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	\$ No reajutable	Dólar	490.989	610.093
	\$ reajutable	Dólar	1.516	1.650
	\$ Argentinos	Dólar	33.335	18.264
Activos por impuestos corrientes	\$ No reajutable	Dólar	77.737	88.443
	\$ reajutable	Dólar	12.936	51.554
	\$ Argentinos	Dólar	2.649	16.210
Otros activos financieros no corrientes	\$ reajutable	Dólar	13.013	3.113
Derechos por cobrar no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	13	13
	\$ reajutable	Dólar	9.487	9.663
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	\$ reajutable	Dólar	211	221
Totales			751.060	1.229.589

El desglose de moneda extranjera para pasivos al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	Moneda extranjera	Moneda funcional	30.09.2019				31.12.2018			
			Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$	1 año a 5 años MUS\$	más de 5 años MUS\$	Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$	1 año a 5 años MUS\$	más de 5 años MUS\$
Pasivos										
Otros pasivos financieros corrientes	\$ reajutable	Dólar	14.010	1.261	-	-	397.966	45.085	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ No reajutable	Dólar	109.962	-	-	-	63.392	-	-	-
	\$ reajutable	Dólar	2.447	-	-	-	650	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	9.196	-	-	-	21.892	-	-	-
	Euro	Dólar	2.274	-	-	-	2.269	-	-	-
	Yen Japonés	Dólar	2	-	-	-	11	-	-	-
	Libra esterlina	Dólar	87	-	-	-	556	-	-	-
Pasivos por Impuestos corrientes	\$ No reajutable	Dólar	99.893	-	-	-	134.946	-	-	-
	\$ reajutable	Dólar	2.535	-	-	-	2.093	-	-	-
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	\$ No reajutable	Dólar	30.921	-	-	-	51.034	-	-	-
	\$ reajutable	Dólar	20.186	-	-	-	35.788	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	1.737	-	-	-	2.679	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	\$ Argentinos	Dólar	14	-	-	-	21	-	-	-
Otros pasivos financieros no corrientes	\$ reajutable	Dólar	-	-	29.720	400.330	-	-	25.005	412.362
Otras provisiones a largo plazo	\$ Argentinos	Dólar	-	-	17.526	-	-	-	1.463	-
Pasivo por impuestos diferidos	\$ Argentinos	Dólar	-	-	7.155	-	-	-	9.575	-
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ No reajutable	Dólar	-	-	8.992	23.381	-	-	8.855	23.000
	\$ reajutable	Dólar	-	-	11.411	24.248	-	-	11.405	24.236
Otros pasivos no financieros no corrientes	\$ Argentinos	Dólar	-	-	5.296	-	-	-	7.177	-
Totales			293.534	1.261	80.100	447.959	713.297	45.085	63.480	459.598

35. INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

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

Enap 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 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.

Las inversiones en las operaciones en Ecuador para el cierre al 30 de septiembre del 2019 por proyectos ambientales son de MUS\$ 1.175.

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 monitoreos ambientales 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 septiembre del 2019 ascienden a MUS\$ 1.800.

ENAP Magallanes realiza 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 septiembre del 2019 ascienden a MUS\$ 1.100.

En Refinería Aconcagua los proyectos e iniciativas ambientales definidas para el año 2019 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 y Proyectos asociados al Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférico de Concón, Quintero y Puchuncaví. El monto utilizado para los proyectos ambientales de Refinería Aconcagua al 30 de septiembre corresponde a MUS\$ 465.

En Refinería Bío Bío el enfoque y los recursos destinados a los proyectos e iniciativas ambientales 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 septiembre corresponde a MUS\$ 5.157.

36. 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, 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 de acuerdo con 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: 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); 17-2014 tomo IV (ex C-17-2014); 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: Se encuentra pendiente de acumular a la causa más antigua (Rol 17-2014) la demanda de indemnización de perjuicios según Ley de Navegación, caratulada “Sociedad Pesquera Marimar Limitada con Enap Refinerías S.A.”, Rol LN 11-2018, cuantía de \$311.451.764, fundada en los mismos hechos ocurridos el 24 de septiembre de 2014. Ocurrido lo anterior, procede el inicio del período probatorio.

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.

Cuántía: 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 Segundo Tribunal Ambiental de Santiago 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 anterior sentencia con fecha 03 de abril de 2018 para ante la Corte Suprema, mediante recurso de casación.

El 25 de septiembre de 2019, la Corte Suprema dicta sentencia que acoge recurso de casación y, consecuentemente, sentencia de reemplazo que declara la existencia de daño ambiental, sin establecer medidas de reparación del medio ambiente. La sentencia ordena a Enap Refinerías S.A. la ejecución de medidas cautelares, debiendo reportar al Ministerio del Medio Ambiente, que son:

- i. La implementación por parte de ENAP de un “programa de monitoreo específico para hidrocarburos con límites más bajos que los actuales”;
- ii. La implementación de un “sistema de control y monitoreo que, apenas ocurrido un derrame, tanto para hidrocarburos como para otras sustancias que se cargan o descargan en la bahía afectada, permita hacer el adecuado seguimiento y adoptar en forma inmediata las medidas correspondientes”;
- iii. La implementación, en coordinación con CONAF, de un “plan de monitoreo, a efectos de identifica, cuantificar y preservar las condiciones de desarrollo del pingüino de Humboldt, gaviotín chico, chungungos y otra flora, fauna y biota afectas por el derrame de autos”.

Esta sentencia se encuentra firme y ejecutoriada desde el 9 de octubre de 2019.

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.

Cuántía: 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: Han concluido las etapas de discusión y de conciliación. El Tribunal Ambiental resolvió recursos de reposición contra la resolución que fijó los puntos de prueba. Las partes ofrecieron sus medios de pruebas. Procede que el Tribunal Ambiental fije la fecha de la audiencia para rendir la prueba ofrecida.

Partes: Investigación Sumaria Administrativa por el derrame de hidrocarburos de 14 de mayo de 2016 respecto de B/T Ikaros y Enap Refinerías S.A.

Rol: N/A

Tribunal: Fiscalía Marítima de Valparaíso/Gobernador Marítimo de Valparaíso.

Materia: Infracción a Ley de Navegación y Reglamento para el Control de la Contaminación Acuática.

Cuántía: 290.000 pesos oro

Breve Relación de Hechos: En instalaciones de Terminal Marítimo Multicrudo Enap Quintero, el PGC Íkaros, en momentos que se encontraba cargando el producto “aceite decantado” (slurry oil) enfrentó un rápido desmejoramiento de las condiciones climáticas, lo que obligó a detener el procedimiento de carga, y posteriormente desconectar el flexible que unía al barco con el Terminal. Levantada las restricciones por el mal tiempo se detecta presencia del producto en el fondo marino.

Estado actual: Se encuentra en investigación de la autoridad marítima, la que ha solicitado información y efectuado diligencias, pero no ha notificado ninguna resolución aún.

Fiscal Marítimo emitió su Dictamen recomendando al Gobernador Marítimo aplicar multas a Enap Refinerías S.A. de 290.000 pesos oro y al B/T Ikaros (Capitán, Oficial Primero y Segundo Oficial) por un total de 250.000 pesos oro. El día 16 de noviembre de 2018, Enap Refinerías S.A. formuló por escrito los descargos pertinentes ante el Gobernador Marítimo de Valparaíso, estando pendiente la resolución del asunto por parte de la Autoridad Marítima.

Procedimiento sancionatorio de Superintendencia del Medio Ambiente con ERS- Refinería Aconcagua. Expediente Administrativo F-30-2018.

Rol: F-30-2018

Tribunal: Superintendencia de Medio Ambiente

Materia: Infracción a Resolución de Calificación Ambiental 53/2005

Cuántía: 12.000 UTA monto máximo de multa aplicable.

Breve Relación de Hechos: Luego de fiscalización y aplicación de medida provisional preprocedimental en el Terminal Quintero por posibles intoxicaciones que se presentaron en personas de la ciudad de Quintero, mediante resolución exenta N° 1 /F-30-2018, la Superintendencia de Medio Ambiente resuelve iniciar proceso sancionatorio por 3 hechos, siendo uno de ellos una posible infracción gravísima y los otros dos hechos posibles infracciones leves a la normativa ambiental.

Estado Actual: Dentro de plazo se formularon descargos respecto de los hechos que podrían constituir infracción a la normativa ambiental.

El Fiscal a cargo de este proceso sancionatorio ha solicitado antecedentes adicionales a Enap Refinerías S.A., en más de una ocasión. Se declaró cerrada la investigación, correspondiendo que la Autoridad Ambiental decida aplicar sanciones o acoger los descargos.

Partes: Técnica Nacional de Servicios, Ingeniería y Construcción S.A. (TECNASIC) con Enap Refinerías S.A.

RIT N°: C-2231-2019. Tercer Juzgado Civil de Viña del Mar.

Materia: Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato.

Cuántía: \$2.730.694.296 equivalente a MUS\$4.021 (TC 679,15)

Breve relación de hechos: Mediante contrato de montaje se encargó a TECNASIC la construcción de la planta PSA en Refinería Aconcagua. Concluido la ejecución de las obras, se procedió al cierre y liquidación del Contrato, en que no hubo una aceptación por parte de TECNASIC del monto que ERS- señalaba adeudar en el marco de este Contrato.

Estado actual: El 7 de mayo de 2019 se tuvo por presentada la demanda y se concedió traslado a ERS- para contestar la misma. Se interpuso excepción dilatoria por ERS-, la que fue rechazada por el Tribunal, ordenando contestar la demanda.

Dentro de plazo, se contestó la demanda y se efectuaron los trámites de réplica y dúplica. Tribunal citó a las partes para audiencia de conciliación. Pendiente notificación.

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: El día 08 de mayo de 2019, la I. Corte de Apelaciones de Valparaíso dicta sentencia de 2° grado, en la cual se acogió la demanda solo respecto de 43 demandantes a quienes se les otorgó una indemnización por pérdida de chance. La condena totaliza la suma de \$438.000.000. Contra este fallo se presentó recurso de casación en la forma y en el fondo, recursos que buscan rebajar el monto de la condena. Los demandantes a su vez presentaron recursos de casación en la forma y fondo que busca se acoja demanda por los demandantes excluidos y petición de daño moral denegada. Al 30.09.2019 las casaciones presentadas se encuentran pendientes de vista y fallo ante la Corte Suprema.

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

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

Materia: Demanda por indemnización de perjuicios.

Cuántía: \$ 23.590.000.000 equivalente a MUS\$32.395 (TC 728,21)

Breve relación de los hechos: Vecinos a la planta de ERS-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: Al 30.09.2019, las tres causas acumuladas bajo este rol se encuentran en el mismo estado procesal, esto es, con sus respectivas contestaciones presentadas, con la audiencia de conciliación realizada y con auto de prueba dictado, quedando pendiente el inicio del término probatorio.

Partes: “FICA y Otros con Enap Refinerías S.A.”.

Rol: 3341-2018

Juzgado: 2º Juzgado Civil de Talcahuano.

Materia: Demanda civil de indemnización de perjuicios.

Cuantía: \$4.795.000.000 (137 demandantes, \$35.000.000 cada uno) equivalente a MUS\$6.585 (TC 679,15).

Breve relación de hechos: Vecinos a la planta de ERSa-Hualpén demandan indemnización de perjuicios por que presuntamente durante los últimos años, han sido afectados por innumerables fenómenos de olores.

Estado actual: La causa se acumuló en sistema a la C-1999-2014 del Primer Juzgado Civil (ver dicha causa).

Partes: “Espinoza y otros con Enap Refinerías S.A.”

Rol: C-360-2019. Segundo Juzgado Civil de Talcahuano.

Materia: Demanda civil de indemnización de perjuicios.

Cuantía: \$1.645.000.000 equivalente a MUS\$2.259 (TC 679,15).

Breve relación de hechos: Vecinos a la planta de ERSa-Hualpén demandan indemnización de perjuicios por que presuntamente durante los últimos años, han sido afectados por innumerables fenómenos de olores.

Estado procesal actual: La causa se acumuló en sistema a la C-1999-2014 del Primer Juzgado Civil (ver dicha causa).

ENAP Magallanes

Partes: “Ganadera Cañadón Grande Limitada con Empresa Nacional Del Petróleo”.

Rol N°: C-920-2016

Tribunal o sede: 1º Juzgado de Letras de Punta Arenas

Ingreso de demanda: 16 de septiembre de 2016.

Materia: Acción Reivindicatoria con indemnización de perjuicios.

Cuantía: \$2.600.000.000 equivalente a MUS\$3.828 (TC 679,15).

Breve relación de los hechos: Demanda a ENAP en juicio reivindicatorio por terrenos que estarían siendo ocupados por la demandada y que pertenecerían a la actora, dueña de la Estancia Cañadón Grande.

Estado actual: Con fecha 24 de noviembre de 2018 se dicta sentencia definitiva favorable para ENAP. El 11 de diciembre de 2018 la contraparte presenta recurso de casación en la forma y apelación. ENAP presenta adhesión a la apelación. Pendiente fallo en la I. Corte de Apelaciones (la causa se encuentra en estudio desde el 26 de marzo de 2019).

Vigente.

Compromisos Comerciales:

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 una serie de contratos, con el objeto de poner término a un arbitraje pendiente entre las referidas empresas. Al amparo de esos acuerdos, ERSa vendió a Linde activos que serán supervisados y/u operados por Linde, a razón de un plazo de 20 años y pagando ERSa una Tarifa Fija Mensual de (TFM) de US\$1.150.000 reajutable. Por la venta de estos activos, ERSa recibió un pago por el total de MUS\$ 40.600 neto.

Con esta operación se logra asegurar suministro de hidrógeno y vapor en el plazo señalado, tanto en la refinería de Aconcagua como en Biobío, en condiciones económicas y operacionales favorables.

Restricciones:

ENAP - Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, 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 septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, el Grupo ENAP no ha recibido cauciones de terceros.

37. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS

Garantías directas

Acreeedor de la garantía	Descripción	Tipo de Garantía	MUS\$
Bank of Nova Scotia	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	100.000
Bank of America, N.A.	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	77.000
Bank of Nova Scotia	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	53.333
BBVA	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	40.000
Citibank	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	40.000
SHELL GLOBAL LNG LIMITED	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de octubre de 2019.	Carta de Crédito	17.364
UOP LLC	Garantizar el arriendo de platino para trabajo en la planta de ERSa, válida hasta el 31 de diciembre de 2019.	Carta de Crédito	5.650
UOP LLC	Garantizar el arriendo de platino para trabajo en la planta de ERSa, válida hasta el 27 de marzo de 2020.	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 2020.	Carta de Crédito Standby como contragarantía 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 16 de noviembre de 2019.	Boleta de Garantía en moneda extranjera	2.891
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2020.	Carta de Crédito	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 2020.	Boleta de garantía	946
Ministerio de Energía	Garantiza el abandono de pozos, según el artículo 19.3 del CEOP Bloque Caupolicán. Válida hasta el 06 de junio del 2020.	Boleta de garantía	799
Ministerio de Energía	Garantizar el abandono del pozo CEOP bloque Caupolicán. Válida hasta el 06 de junio de 2020.	Boleta de Garantía en moneda	643
Ministerio de Medio Ambiente (Ec)	Fiel cumplimiento de contrato Plan manejo ambiental (varias PBH, MDC, Jambelí).	Poliza de seguro	4.802
Varios acreedores	Varias garantías menores. (ENAP, ERSa y Enap Sipetrol S.A.)	Varias	2.015
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 21.

38. AMBITO DE CONSOLIDACIÓN

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

Compañía	País	Moneda funcional	Porcentaje de participación		Porcentaje con derecho a voto		Relación con Matriz
			30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018	
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
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
Petropower Energía Ltda. (1)	Chile	Dólar	-	100%	0%	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
Vientos Patagónicos SpA (1)	Chile	Dólar	66%	66%	66%	66%	Filial Directa

(1) Ver cambio en participación de Filiales en Nota 3.1.b.i.

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

Empresa	Actividad
Enap Refinerías S.A.	Compra y refinación de crudo y productos derivados.
Enap Sipetrol S.A.	Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y prestar servicios de asesoría en Chile y en el extranjero.
Petro Servicios Corp. S.A.	Servicios Petroleros.
Gas de Chile S.A.	Importación, exportación y operación en general de toda clase de combustibles y subproductos derivados, en especial gas natural en cualquiera de sus estados.
Energía Concón S.A.	Construcción, implementación, operación y explotación de Planta de Cocker.
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.
Vientos Patagónicos SpA	Diseño, construcción, operación y mantenimiento del proyecto de generación de energía eólica denominado "Nuevo Parque Eólico Cabo Negro".

c) Información financiera resumida de filiales:

Al 30 de septiembre de 2019	Activos		Pasivos		Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$	Resultado período MUS\$
Compañía	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$			
Enap Refinerías S.A.	1.326.240	2.197.009	2.794.828	93.763	5.240.503	(5.116.963)	(46.990)
Enap Sipetrol S.A.	202.004	1.055.524	165.416	330.728	338.132	(188.029)	76.322
Petro Servicios Corp. S.A.	228	-	34	-	-	-	(42)
Gas de Chile S.A.	630	3.634	47	-	-	-	2
Energía Concón S.A.	219.721	82.983	214.333	21.856	7.127	-	3.845
Petropower Energía Ltda.	-	-	-	-	8.833	(5.187)	465
Enap Sipetrol Argentina S.A.	61.906	423.799	110.901	322.712	151.803	(115.700)	(2.809)
Sipetrol International S.A.	69.312	126.694	9.954	-	43.453	(15.311)	27.368
EOP Operaciones Petroleras S.A.	1.445	1.138	378	-	-	-	(445)
Vientos Patagónicos SpA	4.972	10.225	309	11.638	-	-	249

Al 31 de diciembre de 2018		Activos		Pasivos				
Compañía	Corriente	No	Corriente	No	Ingresos	Gastos	Resultado	
	MUS\$	corriente	MUS\$	corriente	Ordinarios	Ordinarios	periodo	
					MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Enap Refinerías S.A.	1.674.799	2.269.084	3.105.092	140.719	7.502.728	(7.383.478)	(150.948)	
Enap Sipetrol S.A.	193.601	1.039.642	245.335	302.844	555.050	(358.639)	62.783	
Petro Servicios Corp. S.A.	269	-	24	-	-	-	(94)	
Gas de Chile S.A.	649	3.809	43	-	-	-	(664)	
Energía Concón S.A.	160.104	124.896	202.008	19.856	11.844	-	8.573	
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	-	-	-	-	1.654	(807)	673	
Petropower Energía Ltda.	112.401	59.649	63.314	14.398	13.936	(3.802)	6.619	
Enap Sipetrol Argentina S.A.	76.170	464.576	190.482	295.363	261.832	(282.209)	(20.377)	
Sipetrol International S.A.	66.126	99.659	7.101	-	138.817	(95.845)	57.638	
EOP Operaciones Petroleras S.A.	1.105	986	543	-	-	(2)	(682)	
Vientos Patagónicos SpA	2.051	460	-	2.063	-	-	(12)	

39. HECHOS POSTERIORES

Entre el 1 de octubre de 2019 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no han ocurrido hechos posteriores que puedan afectar significativamente la razonabilidad de estos.
