EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO Y FILIALES

Estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2015

CONTENIDO

Informe del auditor independiente
Estados de situación financiera consolidados
Estados de resultados consolidados
Estados de resultados integrales consolidados
Estados de cambios en el patrimonio neto consolidados
Estados de flujos del efectivo consolidados
Notas a los estados financieros consolidados

$	-	Pesos chilenos
M$	-	Miles de pesos chilenos
US$	-	Dólares estadounidenses
MUS$	-	Miles de dólares estadounidenses
UF	-	Unidades de fomento
€	-	Euro

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

Santiago, 3 de marzo de 2016

Señores
Presidente y Directores
Empresa Nacional del Petróleo

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Empresa Nacional del Petróleo y filiales, que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los correspondientes estados consolidados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3 a los estados financieros consolidados. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión.

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional del Petróleo y filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 3 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas registrar contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780. Con este hecho se originó un cambio en el marco de preparación y presentación de información financiera aplicado hasta esa fecha, el cual correspondía a las Normas Internacionales de Información Financiera.

Si bien los estados consolidados de resultados, de resultados integrales y los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización, en lo referido a los registros de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior. Los efectos que el referido cambio de marco contable generó sobre las cifras del año 2014, que se presentan para efectos comparativos, se explican en Nota 24. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.

Ariel Olguín Pisani
RUT: 6.504.283-5

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA

CONSOLIDADOS

CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2015

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(En miles de dólares)

ACTIVOS	**Nota** N°	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	113.587	153.511
Otros activos financieros, corrientes	8	89.802	210.788
Otros activos no financieros, corrientes	9	5.321	4.973
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	10	631.759	699.982
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	11	26.751	32.536
Inventarios, corrientes	12	565.686	758.070
Activos por impuestos corrientes, corrientes	13	92.231	81.731
Total activos corrientes		1.525.137	1.941.591
Activos no corrientes			
Otros activos financieros, no corrientes	8	41.909	14.154
Otros activos no financieros, no corrientes	9	28.870	48.690
Cuentas por cobrar, no corrientes	10	13.361	15.542
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	11	1.671	2.435
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	146.718	126.922
Activos intangibles distintos de la plusvalía		3.083	3.083
Propiedades, planta y equipo	15	2.797.661	2.735.897
Propiedad de inversión	19	7.551	7.642
Activos por impuestos diferidos	13	887.683	761.336
Total activos no corrientes		3.928.507	3.715.701
TOTAL ACTIVOS		5.453.644	5.657.292

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

DC1 - Información de uso interno

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(En miles de dólares)

PATRIMONIO Y PASIVOS	**Nota** N°	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros, corrientes	20	491.545	459.241
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	435.670	730.005
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	11	39.197	46.167
Otras provisiones a corto plazo	22	4.764	2.775
Pasivos por impuestos, corrientes	13	72.355	98.514
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	23	41.798	44.927
Otros pasivos no financieros, corrientes		9.407	10.791
Total pasivos corrientes		1.094.736	1.392.420
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros, no corrientes	20	3.310.191	3.372.248
Otras cuentas por pagar, no corrientes	21	1.086	5.442
Otras provisiones, no corrientes	22	115.352	105.584
Pasivos por impuestos diferidos	13	141.583	129.253
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	23	89.480	105.864
Otros pasivos no financieros, no corrientes		489	905
Total pasivos no corrientes		3.658.181	3.719.296
Total pasivos		4.752.917	5.111.716
Patrimonio			
Capital emitido	24	1.232.332	1.232.332
Pérdidas acumuladas	24	(470.726)	(637.827)
Otras reservas	24	(73.272)	(61.400)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		688.334	533.105
Participaciones no controladoras	25	12.393	12.471
Patrimonio total		700.727	545.576
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		5.453.644	5.657.292

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(En miles de dólares)

Estado de Resultados **Ganancia (pérdida)**	**Nota** N°	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Ingresos de actividades ordinarias	27	6.351.011	9.836.645
Costos de ventas	28	(5.708.056)	(9.336.206)
Margen bruto		642.955	500.439
Otros ingresos, por función		26.785	37.641
Costos de distribución	29	(204.160)	(182.690)
Gasto de administración		(87.831)	(86.307)
Otros gastos, por función	30	(104.187)	(40.747)
Otras ganancias (pérdidas)		(7.098)	1.833
Ingresos financieros		5.911	7.615
Costos financieros	31	(190.969)	(179.169)
Participación en las ganancias y (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	14.861	18.685
Diferencias de cambio	33	(3.352)	(8.029)
Ganancia, antes de impuestos		92.915	69.271
Beneficio por impuesto a las ganancias	13	77.567	87.327
Ganancia		170.482	156.598
Ganancia, atribuible a:			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		168.919	154.937
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	25	1.563	1.661
Ganancia		170.482	156.598

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(En miles de dólares)

Estado de resultado integral	01.01.2015 31.12.2015 MUS$	01.01.2014 31.12.2014 MUS$
Ganancia (pérdida)	170.482	156.598
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos		
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio		
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(3.109)	(6.273)
Total otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio, antes de impuestos	(3.109)	(6.273)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos		
Diferencias de cambio por conversión		
Pérdidas por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	(3.511)	(2.885)
Coberturas de flujo de efectivo		
Ganancias por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	211.434	475.023
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(227.643)	(436.675)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(16.209)	38.348
Participación en el otro resultado integral de asociadas contabilizados utilizando el método de la participación	-	23.598
Total otro resultado integral que se reclasificará al resultado de ejercicio, antes de impuestos	(19.720)	59.061
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	1.165	1.317
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		
Impuesto a las ganancias relacionado con diferencias de cambio de conversión de otro resultado integral	790	606
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	9.002	(3.933)
Otro resultado integral	(11.872)	50.778
Resultado integral total	158.610	207.376
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	157.047	205.715
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	1.563	1.661
Resultado integral total	158.610	207.376

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO
POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(En miles de dólares)

		Cambios en otras reservas										
	Capital emitido MUS$	**Superavit de Revaluación MUS$**	**Reservas por diferencia de cambio por conversión MUS$**	**Reservas de coberturas de flujo de caja MUS$**	**Reservas actuariales en planes de beneficios definidos MUS$**	**Reservas por remedición de activos financieros disponibles para la venta MUS$**	**Otras reservas varias MUS$**	**Otras reservas MUS$**	**Ganancias (pérdidas) acumuladas MUS$**	**Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora MUS$**	**Participaciones no controladora MUS$**	**Patrimonio total MUS$**
Saldo Inicial 01.01.2015	1.232.332	-	(76.561)	(8.684)	(4.615)	1.190	27.270	(61.400)	(637.827)	533.105	12.471	545.576
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	-	(76.561)	(8.684)	(4.615)	1.190	27.270	(61.400)	(637.827)	533.105	12.471	545.576
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									168.919	168.919	1.563	170.482
Otro resultado integral		-	(2.721)	(7.207)	(1.944)	-	-	(11.872)		(11.872)	-	(11.872)
Resultado integral		-	(2.721)	(7.207)	(1.944)	-	-	(11.872)	168.919	157.047	1.563	158.610
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.818)	(1.818)	(1.641)	(3.459)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(2.721)	(7.207)	(1.944)	-	-	(11.872)	167.101	155.229	(78)	155.151
Saldo Final 31.12.2015	1.232.332	-	(79.282)	(15.891)	(6.559)	1.190	27.270	(73.272)	(470.726)	688.334	12.393	700.727
Saldo Inicial 01.01.2014	1.232.332	-	(74.282)	(66.697)	341	1.190	27.195	(112.253)	(902.217)	217.862	12.720	230.582
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	-	(74.282)	(66.697)	341	1.190	27.195	(112.253)	(902.217)	217.862	12.720	230.582
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral:												
Ganancia (pérdida)									154.937	154.937	1.661	156.598
Otro resultado integral		-	(2.279)	58.013	(4.956)	-	-	50.778		50.778	-	50.778
Resultado integral		-	(2.279)	58.013	(4.956)	-	-	50.778	154.937	205.715	1.661	207.376
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	75	75	109.453	109.528	(1.910)	107.618
Total de cambios en patrimonio	-	-	(2.279)	58.013	(4.956)	-	75	50.853	264.390	315.243	(249)	314.994
Saldo Final 31.12.2014	1.232.332	-	(76.561)	(8.684)	(4.615)	1.190	27.270	(61.400)	(637.827)	533.105	12.471	545.576

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(En miles de dólares)

Estado de Flujos de Efectivo Directo	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** 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	9.469.494	14.163.079
Otros cobros (pagos) por actividades de operación	40.583	37.072
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(6.233.558)	(11.018.226)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(321.864)	(394.529)
Otros pagos por actividades de operación	(2.080.457)	(2.338.190)
Dividendos pagados	(1.665)	(1.350)
Dividendos recibidos	20.123	23.830
Intereses pagados	(728)	(109)
Intereses recibidos	2.397	6.974
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(110.668)	(71.358)
Otras (salidas) entradas de efectivo	21.705	14.687
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	805.362	421.880
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Compra de participaciones no controladoras	(20.000)	-
Préstamos a entidades relacionadas	(3.268)	-
Compras de propiedades, planta y equipo	(589.493)	(430.103)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros	(617)	(2.146)
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	2.033	2.502
Cobros a entidades relacionadas	2.631	1.524
Intereses recibidos	1.424	-
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(607.290)	(428.223)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	149.677	372.065
Pagos de préstamos	(222.988)	(920.588)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(2.084)	(3.632)
Intereses pagados	(165.441)	(165.584)
Otras entradas de efectivo (Nota N° 3.1.y.)	7.352	428.349
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(233.484)	(289.390)
Disminución neta en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(35.412)	(295.733)
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	(4.512)	(19.769)
Disminución neta de efectivo y equivalentes al efectivo	(39.924)	(315.502)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	153.511	469.013
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	113.587	153.511

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Índice

		Página
1.	Información general	1
2.	Descripción del negocio	1
3.	Resumen de principales políticas contables aplicadas	2
4.	Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas	17
5.	Estimaciones y juicios contables críticos	22
6.	Activos financieros	23
7.	Efectivo y equivalentes al efectivo	24
8.	Otros activos financieros corrientes y no corrientes	25
9.	Otros activos no financieros corrientes y no corrientes	26
10.	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	27
11.	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	28
12.	Inventarios	30
13.	Activos y pasivos por impuestos corrientes y diferidos	31
14.	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	34
15.	Propiedades, planta y equipo	37
16.	Pérdidas por deterioro y provisiones	40
17.	Participaciones en operaciones conjuntas	41
18.	Otros negocios	47
19.	Propiedades de inversión	49
20.	Otros pasivos financieros	49
21.	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	58
22.	Otras provisiones	58
23.	Provisiones por beneficios a los empleados	59
24.	Patrimonio	62
25.	Interés no controlable	65
26.	Segmentos de negocio	65
27.	Ingresos de actividades ordinarias	69
28.	Costos de ventas	70
29.	Costos de distribución	70
30.	Otros gastos, por función	70
31.	Costos financieros	71
32.	Gastos del personal	71
33.	Diferencias de cambio	71
34.	Moneda extranjera	72
35.	Información sobre medio ambiente	72
36.	Juicios y compromisos comerciales	73
37.	Garantías comprometidas con terceros	77
38.	Ámbito de consolidación	78
39.	Hechos posteriores	80

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 (en adelante "Grupo ENAP").

Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el Nº 783. De acuerdo a lo anterior, la Empresa se encuentra sujeta a las normas y a la fiscalización de la citada Superintendencia.

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

Los estados financieros consolidados de la Empresa correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, fueron aprobados por su Directorio en Sesión Ordinaria Nº 1.129 de fecha 03 de marzo de 2016. Los estados financieros consolidados de la Empresa correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 fueron aprobados por su Directorio en Sesión Ordinaria Nº1.114 de fecha 29 de enero de 2015.

2. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

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

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

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

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

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

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

3. RESUMEN DE PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS

3.1 Principios contables

Los presentes estados financieros consolidados, se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por ENAP y Filiales (en adelante el "Grupo" o la "Empresa"). Los Estados financieros consolidados de la Empresa por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 y los estados financieros consolidados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 han sido preparados de acuerdo las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS). De existir discrepancias entre las NIIF y las instrucciones de la SVS, priman estas últimas sobre las primeras.

La preparación de los presentes estados financieros consolidados 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 NIC y NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2015 y han sido aplicadas de manera uniforme a los ejercicios que se presentan en estos estados financieros consolidados.

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

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

Al 31 de diciembre de 2014, la única instrucción de la SVS que contraviene las NIIF se refiere al registro particular de los efectos del reconocimiento de los impuestos diferidos establecidos en el Oficio Circular (OC) N°856 de fecha 17 de octubre de 2014, con motivo de la entrada en vigencia de una reforma tributaria. Adicionalmente, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

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

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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, no se han realizado operaciones de adquisición ni venta de negocios en el Grupo consolidado.

i) Filiales

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

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

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

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

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

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

Sociedad	Domicilio	Relación con matriz	Porcentaje de participación accionaria	
			31.12.2015	31.12.2014
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%
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Petro Servicios Corp. S.A.	Argentina	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Enap Sipetrol (UK) Limited	Reino Unido	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A.	Ecuador	Filial indirecta	-	100,00%
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Ecuador	Filial indirecta	100,00%	-
Energía Concón S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Petrosul S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Productora de Diesel S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.	Chile	Entidad estructurada	10,00%	10,00%

Cambios durante el año 2015:

EOP Operaciones Petroleras S.A.

Con fecha 5 de enero de 2015 se inscribió en el Registro de Escrituras Públicas de la ciudad de Quito, Ecuador, la filial EOP Operaciones Petroleras S.A. con una participación de un 99% (99.000 acciones) de ENAP Sipetrol S.A. y 1% (1.000 acciones) de ENAP Refinerías S.A. y un capital social de MUS$ 100.

Con fecha 3 de septiembre de 2015 se realizó un aumento de capital social en la suma de MUS$ 1.386, equivalentes a 1.386.000 acciones nuevas. De esta forma el capital social queda en MUS$ 1.486 con un 99% de participación de Enap Sipetrol S.A. (1.471.140 acciones) y un 1% de Enap Refinerías S.A. (14.860 acciones).

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

Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A.

Con fecha 2 de septiembre de 2015 se canceló la inscripción de esta Sociedad en el Registro Mercantil del Distrito Metropolitano de Quito, Ecuador.

Petro Servicios Corp S.A.

Con fecha 29 de octubre de 2015, el Grupo traspasó la propiedad de Petro Servicios Corp S.A. de la siguiente manera: ENAP traspasó un 99,4% a Enap Sipetrol S.A., y Enap Refinerías S.A. traspasó un 0,1% a Enap Sipetrol S.A., como resultado al 31 de diciembre de 2015 la propiedad de Petro Servicios Corp S.A. es de Enap Sipetrol S.A. con un 99,5% y ENAP un 0,5%, esta operación no tuvo efectos a nivel consolidado.

Cambios durante el año 2014:

Éteres y Alcoholes S.A.

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

ii) Acuerdos conjuntos

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

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

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

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

(i) sus activos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente;
(ii) sus pasivos, incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente;
(iii) sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta;
(iv) su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y
(v) sus gastos, incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

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

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

iii) Entidad Estructurada

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

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

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

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

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

	31.12.2015	31.12.2014
	US$	US$
Pesos Chilenos	710,16	606,75
Pesos Argentinos	12,97	8,55
Libra Esterlina	0,67	0,64
Libra Egipcia	7,81	7,16
Unidad de Fomento	0,03	0,02
Franco Suizo	0,99	0,99
EURO	0,92	0,82

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

iv) Los costos de perforación incurridos en las campañas exploratorias, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo, pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, estos costos inicialmente capitalizados son cargados en resultados.

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

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

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

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

- Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.

- Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos anualmente, o antes si existiera un indicio de deterioro y de producirse un deterioro, éste se reconoce con cargo a resultados.

- Los costos originados en perforaciones y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento, en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización.

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

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

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

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

equipo:

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

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

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

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

El Grupo ENAP evalúa, cuando se presentan factores de indicio de deterioro, la existencia de un posible deterioro de valor de los activos de propiedades, planta y equipo. Mediante la metodología de descontar los flujos futuros a una tasa de descuento real antes de impuesto, las proyecciones consideran un horizonte de 5 años más la perpetuidad para la línea R&C y un horizonte de 20 años sin perpetuidad para la línea E&P. El último análisis se realizó con fecha 31 de diciembre de 2015, dicho análisis concluyó que las inversiones de la línea R&C y la línea E&P no requieren ajustes en tal sentido.

i. Propiedades de inversión - El rubro "Propiedades de Inversión" incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.
Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

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

Según el método de la participación, la inversión se registra inicialmente al costo, y es ajustada posteriormente por los cambios posteriores a la adquisición en la parte del inversor, de los activos netos de la participada. El resultado del ejercicio consolidado incluye la participación en el resultado del ejercicio de la participada en el rubro "Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas contabilizadas por el método de la participación" y el otro resultado integral incluye su participación en el otro resultado integral de la participada.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor libro del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. Las inversiones financieras del Grupo ENAP son realizadas en instituciones de la más alta calidad crediticia y mantenidas en el corto plazo, por lo que no presentan a la fecha un indicio de deterioro respecto de su valor libro.

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

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

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

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

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

disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio en la cuenta de reserva correspondiente, y son reflejados en el estado de otros resultados integrales.

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

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

Los valores razonables de las inversiones que cotizan, se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa), el Grupo ENAP establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen, el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referencias a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de fijación de precios de opciones, haciendo uso máximo de información del mercado y usando lo menos posible información interna específica del Grupo ENAP. En caso que, ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

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

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

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

El valor razonable, de los contratos forward de moneda, es calculado tomando como referencia a los tipos de cambio forward actuales de contratos con similares perfiles de vencimiento. El valor razonable, de los contratos swap de tasa de interés, es determinado tomando como referencia los valores de mercado de instrumentos similares. El valor razonable, de los contratos TSS, es determinado tomando como referencia los valores de mercado del marcador Brent en el ICE Brent Crude Futures en Londres.

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

i) *Coberturas de flujos de efectivo:* La parte efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados, que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo, se reconoce en el patrimonio a través del estado de

otros resultados integrales. La ganancia o pérdida, relativa a la porción inefectiva, se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

período de acuerdo a la NIC 12.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Efectivo y equivalentes al efectivo: El Grupo ENAP considera equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que tienen una duración original de tres meses o menos y cuyo riesgo de cambio en su valor es poco significativo.

- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo ENAP, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación.

  En el ítem "Otros pagos por actividades de operación" se incluyen MUS$ 2.070.910 por el pago de impuestos específicos a los combustibles en la filial Enap Refinerías S.A., correspondientes al período enero a diciembre de 2015 y MUS$ 2.294.324 por el período enero a diciembre de 2014.

- Actividades de inversión: son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- Actividades de financiación: son las actividades que producen variaciones en la composición del patrimonio neto, y de los pasivos de carácter financiero.

  En el ítem Otras entradas (salidas) de efectivo, de este flujo de actividades de financiación, se incluyen al 31 de diciembre de 2015 MUS$7.352 por liquidaciones de coberturas y al 31 de diciembre de 2014 se incluyen MUS$150.000 por el pago del bono Tipo 144 A de fecha 14 de marzo de 2014, compensados con la colocación de bonos tipo 144 A por MUS$600.000 el 27 de octubre de 2014.

3.2 Nuevos pronunciamientos contables

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

Enmiendas y mejoras a NIIFs:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Normas e interpretaciones

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

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

NIIF 15 "Ingresos procedentes de contratos con clientes"- Esta nueva norma, Establece los principios que una entidad debe aplicar para la presentación de información útil a los usuarios de los estados financieros en relación a la naturaleza, monto, oportunidad e incertidumbre de los ingresos y los flujos de efectivo procedentes de los contratos con los clientes. Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de 01.01.2018.

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

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

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

NIC 16 "Propiedad, Planta y Equipos" y NIC 41 "Agricultura" - Modifica la información financiera en relación a las

“plantas portadoras”, como vides, árboles de caucho y palma de aceite.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 para el Grupo ENAP, así como una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte de la Empresa, si es el caso.

a) Riesgo de mercado

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

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

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

La deuda financiera total del Grupo ENAP al 31 de diciembre de 2015 se resume en el siguiente cuadro, desglosada entre deuda a tasa fija y deuda a tasa variable:

En millones de US$	**Tasa fija**	**Tasa flotante**	**Totales**
Deuda bancaria corto plazo	-	321	321
Deuda bancaria largo plazo	339	234	573
Arrendamiento financiero	5	-	5
Bonos internacionales	2.117	-	2.117
Bonos locales	568	-	568
Totales	3.029	555	3.584

Nota: Nota: los datos del cuadro adjunto corresponden solo a valor capital de la deuda y no intereses devengados y otros conceptos. Los bonos internacionales y locales se presentan a su valor nominal (carátula), no a costo amortizado como en el balance. Ya que la tasa de interés se aplica al valor nominal de los bonos, dicho valor permite cuantificar correctamente la exposición del Grupo ENAP a la tasa fija o variable, objeto de esta sección. Los bonos locales están denominados en UF y son presentados a su valor carátula equivalente en US$ el 31 de diciembre de 2015.

Al 31 de diciembre de 2015 el Grupo no mantiene financiamiento con proveedores. Al 31 de diciembre de 2014 este financiamiento de proveedores fue de MUS$ 286.844 con una tasa promedio mensual de 1,57%.

Instrumentos de mitigación del riesgo:

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

Se han contratado instrumentos del tipo *interest rate swap* para pasar a tasa fija MUS$ 207.627 de la deuda bancaria de largo plazo y *cross currency swaps* para fijar la tasa y tipo de cambio del bono emitidos en UF y en CHF (el nocional asciende a MUS$ 791.908).

Exposición residual al riesgo:

Considerando la existencia de los instrumentos de cobertura señalados anteriormente, el saldo neto de obligaciones de ENAP cuyo costo financiero permanece plenamente afecto a las fluctuaciones de la tasa de interés LIBO asciende a

MUS$ 554.000, es decir, el 15,45% 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$ 5.540

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

Medidas de mitigación:

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

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

El capital adeudado de los bonos locales del Grupo ENAP al 31 de diciembre de 2015 asciende a UF 15.750.000. A partir de dicho monto y de las paridades CLP/US$ y CLP/UF vigentes en dicha fecha ($710,16 y $25.629,09), una variación de $50 en el tipo de cambio CLP/US$ produciría los siguientes efectos en el valor medido en dólares de los bonos:

Tipo de Cambio	Variación en Valorización Bonos MUS$
Aumenta en $50 ($760,16)	36.975
Disminuye en $50 ($660,16)	(42.576)

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

Por su parte, el saldo al 31 de diciembre de 2015 de cuentas por cobrar correspondientes a ventas locales ascendió al equivalente de MUS$ 404.370. Lo anterior implica que un aumento del tipo de cambio de $50 produciría una disminución del valor en dólares de las cuentas por cobrar de aproximadamente MUS$ 26.598.

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

a.3) Riesgo de precio de commodities: El negocio de la Línea Refinación & Comercialización del Grupo ENAP consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo a su política de precios de paridad de importación.

El margen de refinación obtenido por el Grupo se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o "crack"). Considerando un nivel de refinación promedio de 72 millones de bbl al año, una variación de US$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un efecto en resultados de MUS$ 72.000.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, Grupo ENAP ha orientado sus

inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

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

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

La política de cobertura para la mitigación del riesgo de desvalorización de inventario (embarques de petróleo crudo) consiste en la contratación de time-spread swaps, los cuales tienen por objetivo poder desplazar, financieramente, la ventana de toma de precios de un embarque de crudo (la cual habitualmente es en los días que están en torno a la fecha de carga del mismo) y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados a partir de ese crudo tomen precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, mitigando de buena forma el time spread al que la compañía se encuentra expuesta de manera natural. Esta estrategia es complementada con el uso de contratos de venta swap de productos refinados. No obstante lo anterior, es importante mencionar que estos instrumentos, por su naturaleza y forma de operar, protegen de las variaciones de precios del crudo, pero no aseguran en un 100% la eliminación de efectos en resultados producto de la volatilidad en la compra de materia prima.

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

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

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

b) Riesgo de liquidez

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

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

Además de los saldos de balance, el Grupo tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una

línea de crédito comprometida por USD 60 millones con Santander Bank, NA (ii) una línea de crédito comprometida por CLP 15.000 millones con Banco de Chile, (iii) una línea de crédito comprometida por CLP 15.000 millones con Banco Santander y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US$1.000 millones con diversos bancos nacionales e internacionales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes el 31 de diciembre de 2015:

En millones de US$	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021 y +**	**Totales**
Deuda financiera corto plazo	321	-	-	-	-	-	321
Deuda financiera largo plazo	116	207	146	49	51	4	573
Arrendamiento financiero	2	2	1	-	-	-	5
Bonos internacionales	-	-	217	300	500	1.100	2.117
Bonos locales	-	72	-	352	-	144	568
Totales	439	281	364	701	551	1.248	3.584

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

La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las otras obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes el 31 de diciembre de 2015:

En millones de US$	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**Totales**
Cuentas por pagar comerciales	435	1	-	-	-	-	436
Cuentas por pagar entidades relacionadas	39	-	-	-	-	-	39
Derivados de cobertura	3	41	19	84	14	46	207
Totales	477	42	19	84	14	46	682

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 específica 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 específica 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 31 de diciembre de 2015, la exposición total del Grupo ENAP a los deudores por venta ascendía a MUS$ 504.654 según se indica en la Nota 10.

No hay garantías por montos significativos para cubrir dicha exposición, pues, como se ha señalado, casi la totalidad de las ventas corresponden a empresas distribuidoras de combustible o de gas licuado, con las cuales el Grupo ENAP opera en base a ventas a crédito sin garantía. La estimación de deudores incobrables al 31 de diciembre de 2015 asciende a MUS$ 1.282.

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

5. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRITICOS

Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

En los presentes estados financieros consolidados 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 ejercicio los efectos del cambio de la estimación, si la revisión afecta sólo el presente ejercicio, o en el ejercicio de revisión y ejercicios futuros si el cambio afecta a ambos.

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

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

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

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

2. **Provisión de obsolescencia de materiales y repuestos –** Los materiales y repuestos presentados bajo los rubros Inventarios y Propiedad, planta y equipos 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.

3. **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.

4. **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.

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

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

6. **Cálculo del impuesto a las ganancias y activos por impuestos diferidos -** Los activos y pasivos por impuestos se revisan en forma periódica y los saldos se ajustan según corresponda. El Grupo ENAP considera que se ha hecho una adecuada provisión de los efectos impositivos futuros, basada en hechos, circunstancias y leyes fiscales actuales. Por otra parte, los activos provenientes de las pérdidas tributarias acumuladas, provenientes de empresas chilenas a la fecha de los presentes estados financieros consolidados, 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. ACTIVOS FINANCIEROS

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

Al 31 de diciembre de 2015

Rubro	A valor razonable con cambio en resultado MUS$	Mantenidos hasta el vencimiento MUS$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS$	Disponibles para la venta MUS$	Derivados de cobertura MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	113.587	-	-	-	-
Otros activos financieros corrientes	3.040	-	-	-	86.762
Deudores comerciales y otras cuenta por cobrar	-	-	631.759	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	26.752	-	-
Total activos financieros corrientes	116.627	-	658.511	-	86.762
Otros activos financieros			28.121	13.788	-
Cuentas por cobrar, no corrientes	-	-	13.361	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	1.671	-	-
Total activos financieros no corriente	-	-	43.153	13.788	-

Al 31 de diciembre de 2014

Rubro	A valor razonable con cambio en resultado MUS$	Mantenidos hasta el vencimiento MUS$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS$	Disponibles para la venta MUS$	Derivados de cobertura MUS$
Efectivo y equivalente al efectivo	153.511	-	-	-	-
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	210.788
Deudores comerciales y otras cuenta por cobrar	-	-	699.982	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	32.536	-	-
Total activos financieros corrientes	153.511	-	732.518	-	210.788
Otros activos financieros	-	35	357	13.762	-
Cuentas por cobrar, no corrientes	-	-	15.542	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	2.435	-	-
Total activos financieros no corriente	-	35	18.334	13.762	-

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

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

Detalle:	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Caja	196	45
Bancos	102.739	119.463
Depósitos a plazo	10.652	34.003
Totales	113.587	153.511

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

Detalle:	Moneda	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	US$	65.904	38.152
Efectivo y equivalentes al efectivo	Ch$	18.919	51.515
Efectivo y equivalentes al efectivo	AR$	2.270	34.409
Efectivo y equivalentes al efectivo	UK £	82	82
Efectivo y equivalentes al efectivo	EG £	26.412	29.353
Totales		113.587	153.511

Los depósitos a plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

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

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle es el siguiente:

		Corrientes		No Corrientes	
Detalle:		31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Derivados de cobertura	(a)	86.762	210.788	-	-
Inversión en otras sociedades	(b)	-	-	13.762	13.762
Bonos de la Nación Argentina	(c)	3.040	-	13.875	-
Scrow account	(d)	-	-	14.000	35
Otros por cobrar		-	-	272	357
Totales		89.802	210.788	41.909	14.154

(a) Ver detalle en nota 20 a).

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

		Participación			
Detalle:	País de Origen	2015 %	2014 %	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Terminales Marítimos Patagónicos S.A.	Argentina	13,79	13,79	7.664	7.664
Electrogas S.A.	Chile	15,00	15,00	6.091	6.091
Asociación Gremial de Industriales Químicos A.G.	Chile	N/A	N/A	7	7
Totales				13.762	13.762

(c) En enero 2012 la filial Argentina de Enap Sipetrol S.A. realizó exportaciones de crudo en el marco del Programa de incentivos fiscales Petróleo Plus, creado a través del decreto 2014/08 para incentivar la producción y la incorporación de reservas de petróleo, que establecía un sistema de premios y compensaciones mediante la entrega de certificados de crédito fiscal que podían ser utilizados para cancelar derechos de exportación propios o de terceros. El 6 de febrero de

2012 se presentaron los legajos correspondientes a los créditos vinculados por las mencionadas operaciones por un monto de MUS$ 18.425. El 8 de febrero de 2012 se notificó la suspensión temporal del Programa Petróleo Plus, con lo cual los certificados de US$ 18.425 fueron considerados como un activo contingente, y en virtud de esto, no fueron reconocidos en los Estados Financieros.

Con fecha 6 de julio de 2015, el Gobierno Argentino, mediante Decreto 1330 dejó sin efecto el Programa denominado "Petróleo Plus". Con fecha 29 de agosto de 2015, la filial Enap Sipetrol S.A. da consentimiento y acepta los incentivos pendientes de liquidación pagados mediante la entrega de los instrumentos de deuda pública denominados "Bonos de la Nación Argentina", el detalle de los instrumentos financieros es el siguiente:

Instrumento	País	Fecha Vencimiento	Tasa nominal %	Tasa de mercado %	Total corriente 31.12.2015 MUS$	Total corriente 31.12.2014 MUS$	Total no corriente 31.12.2015 MUS$	Total no corriente 31.12.2014 MUS$
BONAD 2018	Argentina	18.03.2018	2,40	2,40	-		2.965	-
BONAR 2024	Argentina	07.05.2024	8,75	8,75	3.040		10.910	-
Totales					3.040	-	13.875	-

(1) BONAD 2018, Títulos de valor vinculado al dólar con valor nominal equivalentes a MUS$ 3.567, con vencimiento en 2018.

(2) BONAR 2024, Títulos de valor en dólares con valor nominal equivalentes a MUS$14.269, estos títulos incluyen restricciones de venta, de modo tal que hasta el mes de diciembre de 2016 inclusive, Enap Sipetrol Argentina S.A., no puede vender más de un 2% mensual del total de BONAR 2024. De no ejercer su derecho a vender, dicho porcentaje de venta puede ser acumulado, pero en ningún caso, la venta en un mes podrá superar el 10% del total de BONAR 2024 recibidos. A partir del año 2017, no existirán restricciones para la venta de los BONAR 2024.

(d) Al 31 de diciembre de 2015 se presenta un anticipo asociado a la inversión de Proyecto PIAM en la filial ENAP Sipetrol Argentina S.A.

9. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

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

Detalle:	Corrientes 31.12.2015 MUS$	Corrientes 31.12.2014 MUS$	No corrientes 31.12.2015 MUS$	No corrientes 31.12.2014 MUS$
Arriendos de naves pagados por anticipado	4.218	3.516	-	-
Gastos pagados por anticipado SS/EE Torquemada	582	582	3.974	4.556
Platino para catalizador	-	-	23.978	43.277
Otros	521	875	918	857
Total	5.321	4.973	28.870	48.690

10. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

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

	Corrientes		No corrientes	
Detalle:	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Deudores por ventas	504.654	571.166	-	-
Deudores varios	90.044	80.903	13	15
Otros deudores	38.343	49.195	13.348	15.527
Estimación deudores incobrables	(1.282)	(1.282)	-	-
Totales	631.759	699.982	13.361	15.542

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

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

	31.12.2015 MUS$	**31.12.2014** MUS$
De 1 día hasta 5 días	21.105	3.170
De 6 día hasta 30 días	38.426	20.354
De 31 días hasta 60 días	8.892	1.496
De 61 días hasta 90 días	7.342	658
Más de 91 días hasta 1 año	14.020	5.383
Más de 1 año	1.785	14.709
Totales	91.570	45.770

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

El período medio de cobro a deudores por venta de la Línea R&C (venta a distribuidores, principalmente) al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, tiene un promedio de 20 días, la Línea E&P que tiene un promedio entre 60 y 90 días.

b) **Provisiones de incobrables:** El monto de la provisión de cuentas incobrables al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

	31.12.2015 MUS$	**31.12.2014** MUS$
Más de 1 año	(1.282)	(1.282)

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

11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

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

a) Cuentas por cobrar

Corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Indirecta	US$	6.206	2.473
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	9.610	10.093
78.335.760-7	Petropower Energía Ltda.	Chile	Asociada	US$	6.161	11.069
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	US$	754	3.183
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	2.933	2.933
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Asociada	US$	592	874
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	US$	-	522
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino Chile	Chile	Asociada	US$	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Asociada	US$	-	618
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US$	495	771
Totales					26.751	32.536

No corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energeticas S.A.	Chile	Asociada	US$	1.279	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	392	2.435
Totales					1.671	2.435

Los saldos por cobrar no corrientes a Innergy Soluciones Energéticas S.A. y a GNL Chile S.A., al cierre del ejercicio, tiene establecido un interés de Libor base 360 + 3%.

b) Cuentas por pagar

Corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
78.335.760-7	Petropower Energía Ltda.	Chile	Asociada	US$	21.573	32.371
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US$	2.871	3.367
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	8.820	8.831
61.704.000-k	Codelco	Chile	Indirecta	US$	5.066	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Chile	Asociada	US$	375	391
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energeticas S.A.	Chile	Asociada	US$	3	493
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	US$	10	-
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	US$	31	-
96.856.700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	Indirecta	US$	-	208
76.030.514-6	SK Converge S.A.	Chile	Relación a través de Entidad Estructurada	US$	-	2
99.598.300-1	Sigdo Koppers S.A.	Chile	Relación a través de Entidad Estructurada	US$	-	7
99.515.800-0	SK Inversiones Petroquímicas S.A.	Chile	Relación a través de Entidad Estructurada	US$	448	497
Totales					39.197	46.167

Los saldos y transacciones con entidades relacionadas se ajustan a lo establecido en el artículo Nº 89 de la Ley Nº 18.046, que establece que las operaciones entre sociedades coligadas, entre la matriz y sus filiales y las que efectúe una sociedad anónima abierta, deberán observar condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado, es decir, hechas en condiciones de independencia mutua entre las partes. Los saldos por cobrar y pagar a empresas relacionadas corrientes al cierre de cada ejercicio, 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	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$	Efecto en resultados (Cargo) / Abono 31.12.2015 MUS$	Efecto en resultados (Cargo) / Abono 31.12.2014 MUS$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	379.900	424.400	-	-
				Intereses devengados	65	42	65	42
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	Venta de productos	10.343	15.076	271	(817)
				Intereses	1	-	1	-
				Dividendos provisionados	-	162	-	-
				Dividendos percibidos	242	-	-	-
78.335.760-7	Petropower Energia Ltda.	Chile	Asociada	Compra de servicios	48.198	49.808	-	-
				Distribución de utilidades	2.290	1.422	-	-
				Surplus e Insurance	5.194	7.609	5.194	7.609
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	42.071	35.088	-	-
				Venta de servicios	10	6	10	5
				Venta de productos	26	-	3	-
				Dividendos percibidos	3.063	2.474	-	-
				Dividendos provisionados	711	-	-	-
96.856.650-4	Innergy Holding S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	2.531	2.085	-	-
				Venta de productos	13.183	7.483	453	2.506
				Cobro de préstamo	-	1.525	-	-
				Intereses	10	-	10	-
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Asociada	Suscripción Pagares 1, 2 y 3	3.264	-	-	-
				Abono pagare 1 y 2	2.013	-	-	-
				Intereses devengados	28	-	28	-
96.856.700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	Asociada	Operación Planta	1.283	1.171	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	7.808	9.915	-	-
				Compra de servicios	-	27	-	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino Chile S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	4.702	3.073	-	-
				Dividendos percibidos	650	-	-	
				Dividendos provisionados	-	653	-	-
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	-	1.348	-	-
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	Dividendos percibidos	3.513	-	-	-
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Indirecta	Subsidios	79.849	55.997	79.849	55.997
61.704.000-k	Codelco	Chile	Indirecta	Cobertura de precios de energía	200	-	200	-

d) Remuneración del Honorable Directorio

Directorio Actual

Nombre	Rut	Cargo	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Máximo Pacheco Matte	6.371.887-4	Presidente	-	-
Eduardo Bitrán Colodro	7.950.535-8	Vicepresidente	-	-
María Isabel González Rodríguez	7.201.750-1	Directora	6	-
Jorge Fierro Andrade	9.925.434-3	Director	11	16
Carlos Carmona Acosta	9.003.935-0	Director	6	-
Alejandro Jadresic Miranovic	7.746.199-k	Director	2	-
Subtotal			25	16
Directores Anteriores				
Fidel Miranda Bravo	6.923.830-0	Director	6	9
Fernán Gazmuri Plaza	4.461.192-9	Director	15	5
Jorge Bande Bruck	5.899.738-2	Director	1	11
Fernando Ramirez Pendibene	7.876.527-5	Director	2	16
Ramón Jara Araya	5.899.198-8	Director	-	-
Carlos Díaz Vergara	7.033.701-0	Director	-	5
Felipe Morandé Lavín	7.246.745-0	Director	-	4
Subtotal			24	50
Totales			**49**	**66**

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 ejercicio 2015, ascienden a MUS$ 2.839 y considera las posiciones ejecutivas principales del Grupo; las remuneraciones brutas pagadas en ejercicio 2014, ascendieron a MUS$ 2.686. Los cargos considerados en los montos informados corresponden a aquellos ejecutivos que tienen autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de la entidad.

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

Planes de incentivos al personal ejecutivo – Renta Variable

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

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

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

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

12. INVENTARIOS

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

Detalle:	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Petróleo crudo en existencias	201.707	208.053
Petróleo crudo en tránsito	19.090	12.022
Productos terminados	245.193	407.218
Productos en tránsito	26.853	40.968
Materiales en bodega y en tránsito	72.843	89.809
Totales	565.686	758.070

Información Adicional de Inventario	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Importe de ajuste a valor neto de realización de inventarios	(84.712)	(194.595)
Costos de inventarios reconocidos en el ejercicio	(5.415.568)	(9.754.552)

13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES Y DIFERIDOS

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

Activos por impuestos corrientes:	**31.12.2015 MUS$**	**31.12.2014 MUS$**
IVA Crédito Fiscal	61.661	62.166
Impuestos por recuperar extranjeros	13.621	2.806
Impuesto específico a los combustibles	3.916	2.393
Derechos de aduana	1.035	11.510
Pagos provisonales mensuales	9.226	-
Otros impuestos varios	2.772	2.856
Totales	92.231	81.731

Pasivos por impuestos corrientes:	**31.12.2015 MUS$**	**31.12.2014 MUS$**
Impuesto específico a los combustibles	36.132	56.448
Impuestos de retención	4.194	7.201
Regalías y derechos de explotación	2.718	3.674
Impuestos a la renta por pagar	28.347	30.886
Otros impuestos varios	964	305
Totales	72.355	98.514

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

Activos por Impuestos Diferidos, reconocidos:	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Relativos a pérdidas fiscales	695.731	586.209
Relativos a valor neto realizable de inventarios	22.977	45.724
Relativos a otras provisiones	72.566	66.803
Relativos a propiedades, planta y equipo	62.721	41.708
Relativos a obligaciones por leasing	2.903	4.408
Relativos a reservas de cobertura	6.755	9.076
Relativos a provision materiales	24.030	7.408
Totales	887.683	761.336

Pasivos por Impuestos Diferidos, reconocidos:	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Relativos a activos en leasing	3.244	2.312
Relativos a depreciaciones	71.117	61.453
Relativos a obligaciones por indemnizaciones	5.634	6.821
Relativos a gastos diferidos	24.854	29.379
Relativos a otros	36.734	29.288
Totales	141.583	129.253

Movimientos en importe reconocido en estado de situación financiera	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Importe reconocido en el resultado del ejercicio	101.521	86.351
Importe reconocido en resultados acumulados	-	109.495
Reverso saldos iniciales sociedad fusionada Etalsa	-	(3.456)
Importe reconocido en otros resultados integrales	10.167	(2.616)
Importe en otros rubros	2.329	6.211
Cambios en activos y pasivos por impuestos diferidos,	114.017	195.985

c) Gasto por impuestos corrientes

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

El (Gasto) ingreso tributario y diferido del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Beneficio por Impuestos Corrientes a las Ganancias	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes	(22.760)	(42.574)
Ajustes al impuesto corriente del ejercicio anterior	-	-
Otro (gasto) ingreso por impuesto corriente	(1.194)	44.613
Gasto (Ingreso) por impuestos corrientes, neto, total	(23.954)	2.039
Ingreso (gasto) diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	101.521	85.288
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, total	101.521	85.288
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	77.567	87.327

Gasto por Impuestos Diferidos a las Ganancias por Partes Extranjeras y Nacional, Neto	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, extranjero	(5.181)	(31.467)
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, nacional	(18.773)	33.506
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(23.954)	2.039

	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, extranjero	(4.357)	7.558
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, nacional	105.877	77.730
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, total	101.520	85.288

d) Conciliación del resultado contable con el resultado fiscal

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

	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
(Gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	(20.906)	(14.708)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	15.003	11.740
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	(6.746)	(4.875)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(7.287)	5.484
Efecto impositivo impuesto único Ley 2398	96.311	83.012
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	1.192	6.674
Ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal, total	98.473	102.035
Ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa efectiva	77.567	87.327

Información adicional:

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

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

Reforma Tributaria en Chile

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

Entre los principales cambios, dicha Ley tipifica dos sistemas de tributación: régimen de renta atribuída y régimen parcialmente integrado. En caso de contribuyentes que no sean sociedades anónimas, cuyos dueños no sean exclusivamente en su totalidad contribuyentes afectos a los impuestos finales, no podrán optar entre ambos regímenes, sino sólo podrán acogerse al sistema de renta parcialmente integrado señalado anteriormente. De igual forma la Circular N° 66 publicada por el Servicio de Impuestos de Internos en el año 2015, estableció que en el caso de empresas del Estado, éstas se encontraran sujetas a las normas de renta atribuida.

Adicionalmente, se introduce un aumento progresivo en la tasa de impuesto de primera categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, incrementándola a un 21%, 22,5%, 24%, respectivamente. Desde el año comercial 2017, el incremento en esta tasa de impuesto dependerá del régimen de tributación del contribuyente, es decir, en el caso del régimen de renta atribuida la tasa será de 25% desde el año comercial 2017 y para el régimen parcialmente integrado las tasas serán 25,5% en el año comercial 2017 y 27% desde el año comercial 2018 en adelante.

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

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

e) Resultados y tasas impositivas

	31.12.2015		31.12.2014	
GANANCIA	**Subtotal** MUS$	**Total** MUS$	**Subtotal** MUS$	**Total** MUS$
Resultados antes de impuestos		92.915		69.271
Impuesto a la renta		(16.803)		4.315
Impuesto a la renta	(11.039)		(1.399)	
Impuestos diferidos	3.773		37.181	
Impuestos pagados en el exterior	(9.537)		(31.467)	
Resultado después de impuesto a la renta		76.112		73.586
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%		94.371		83.012
Impuesto a la renta (40%)	(7.734)		36.666	
Impuestos diferidos (40%)	102.105		46.346	
GANANCIA		170.483		156.598
INTERÉS MINORITARIO		1.564		1.661
RESULTADO CONTROLADOR		**168.919**		**154.937**

14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

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

a) Detalle de las inversiones:

Sociedades	**Actividad Principal**	**País de Origen**	**Moneda**	**Participación 2015 %**	**Participación 2014 %**
A&C Pipeline Holding	Inversión y financiamiento en general	I.Cayman	USD	36,25	36,25
Biocomsa S.A.	Producción de biomasas y su transformación en biocombustibles	Chile	CLP	0,00	47,41
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	Exploración y explotación de petróleo, gas y derivados	Chile	CLP	40,00	40,00
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	Exploración y explotación de energía geotérmica	Chile	CLP	49,00	49,00
Forenergy S.A.	Producción y comercialización de biodiesel	Chile	CLP	40,00	40,00
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	Transporte de gas natural	Chile	USD	25,00	25,00
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Transporte de gas natural	Argentina	USD	22,80	22,80
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Inversión y financiamiento en general	I.Cayman	USD	22,80	22,80
Geotermica del Norte S.A.	Exploración y explotación de energía geotérmica	Chile	CLP	31,69	48,60
GNL Chile S.A.	Almacenamiento, procesamiento y regasificacion de gas natural	Chile	USD	33,33	33,33
GNL Quintero S.A.	Puesta en marcha de terminal de regasificación de "GNL"	Chile	USD	20,00	20,00
Golfo Guayaquil Petroenap Cía. de E.	Desarrollo de las actividades en cualquiera de las fases de la ind. petrolera	Ecuador	USD	40,00	40,00
Innergy Holding S.A.	Explotar y operar toda clase de redes de transporte de gas natural.	Chile	USD	25,00	25,00
Norgas S.A.	Importación, exportación y compra de gas licuado de petróleo y su venta	Chile	CLP	42,00	42,00
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino Argentina-Chile	Argentina	USD	35,79	35,79
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino Argentina-Chile	Chile	CLP	35,83	35,83
Petropower Energía Ltda.	Generación de energía y procesamiento de combustibles.	Chile	USD	15,00	15,00
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Transportar combustibles y sus derivados	Chile	USD	10,06	10,06

b) Movimiento de inversiones:

Al 31 de diciembre de 2015

Sociedades	Saldo inicial 01.01.2015 MUS$	Adiciones MUS$	Participa-ción en resultado MUS$	Dividendos MUS$	Diferencia conversión MUS$	Otros Incremento (Decremento) MUS$	Saldo final 31.12.2015 MUS$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Biocomsa S.A.	1	-	-	-	-	(1)	-
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	276	-	(1)	-	(40)	-	235
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	1.432	-	-	-	-	-	1.432
Forenergy S.A.	165	86	-	-	-	(26)	225
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	2.534	-	177	-	-	-	2.711
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	8.116	-	221	(1.455)	-	-	6.882
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	1	-	(1)	-	-	1	1
Geotérmica del Norte S.A.	49.716	20.000	-	-	-	-	69.716
GNL Chile S.A.	2.994	-	757	-	-	-	3.751
GNL Quintero S.A.	25.027	-	6.926	(7.809)	-	-	24.144
Golfo Guayaquil Petroenap Compañía de Economía Mixta	10	-	-	-	-	-	10
Innergy Holding S.A.	4.553	-	499	-	-	-	5.052
Norgas S.A.	2.426	-	-	(242)	-	-	2.184
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	2.649	-	(6)	-	-	-	2.643
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	3.418	-	44	(693)	-	-	2.769
Petropower Energía Ltda.	11.555	-	3.001	-	-	90	14.646
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	11.897	-	3.244	(2.978)	(1.998)	-	10.165
Totales	126.922	20.086	14.861	(13.177)	(2.038)	64	146.718

Al 31 de diciembre de 2014

Sociedades	Saldo inicial 01.01.2014 MUS$	Adiciones MUS$	Participa-ción en resultado MUS$	Dividendos MUS$	Diferencia conversión MUS$	Otros Incremento (Decremento) MUS$	Saldo final 31.12.2014 MUS$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Biocomsa S.A.	-	-	88		(12)	(75)	1
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	322	-	(2)	-	(44)	-	276
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	2.411	-	(979)	-	-	-	1.432
Forenergy S.A.	191	-			-	(26)	165
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	1	-	3.888	-	-	(1.355)	2.534
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	9.160	-	552	(1.596)	-	-	8.116
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltda.	1	-	-	-	-	-	1
Geotérmica del Norte S.A.	50.133	-	(417)	-	-	-	49.716
GNL Chile S.A.	1.065	-	1.929	-	-	-	2.994
GNL Quintero S.A.	9.128	-	6.216	(13.915)	-	23.598	25.027
Golfo Guayaquil Petroenap Compañía de Economía Mixta	10	-	-	-	-	-	10
Innergy Holding S.A.	2.164	-	2.045	-	-	344	4.553
Norgas S.A.	3.230	-	(150)	(162)	(423)	(69)	2.426
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	2.701	-	(52)	-	-	-	2.649
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	3.763	-	308	(653)	-	-	3.418
Petropower Energía Ltda.	17.351	-	1.710	(3.822)	-	(3.684)	11.555
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	15.245	-	3.549	(3.327)	(2.126)	(1.444)	11.897
Totales	117.028	-	18.685	(23.475)	(2.605)	17.289	126.922

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

Valor Razonable

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

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

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

Inversiones en MUS$ 1

La participación en Gasoducto del Pacífico Cayman Ltd. se presenta a MUS$ 1 ya que a la fecha de cierre mantienen déficit de patrimonio.

Cambios y/o modificación de la participación en asociadas

- En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, se han presentado los siguientes cambios o modificaciones en las participaciones:

En Geotérmica del Norte S.A. durante el mes de marzo de 2015 se realizaron aportes de capital por un total de MUS$20.000, correspondiente a 8.933.986.623 acciones, ENAP no participó de los posteriores aumentos de capital del año 2015, disminuyendo su participación a un 31,69%.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la sociedad "Consorcio Tecnológico de Biocombustibles S.A. (Biocomsa S.A.)", celebrada el 28 de octubre de 2015, se acordó en forma unánime, su disolución anticipada y liquidación en conformidad al Art. 103 N° 3 de la Ley N° 18.046. Publicada en Diario Oficial con fecha 17 de noviembre de 2015.

En la sociedad Forenergy S.A. durante el mes de diciembre de 2015, Enap Refinerías S.A. realizó un aporte de capital por un total de M$ 60.000, correspondiente su participación accionaria del 40%.

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

d) Detalle de información financiera

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

Estado de situación financiera	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$		**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Total activos corrientes	457.746	476.725	Total pasivos corrientes	245.785	299.621
Total activos no corrientes	1.555.707	1.561.512	Total pasivos no corrientes	1.244.263	1.215.877
			Patrimonio neto	523.405	522.739
Total activos	2.013.453	2.038.237	Total pasivos y patrimonio neto	2.013.453	2.038.237

Estado de resultados integrales	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Total ingresos de actividades ordinarias y otros	1.352.761	1.347.409
Total costos de ventas, gastos y otros	(1.256.209)	(1.232.753)
Resultado del ejercicio	96.552	114.656

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

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

Período 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 2015	230.342	11.682	1.325.632	50.317	143.561	924.784	49.579	2.735.897
Adiciones	-	726	95.031	164	123.039	362.015	9.014	589.989
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(44.983)	-	(44.983)
Castigos y bajas	-	-	(3.566)	-	(521)	(263)	(257)	(4.607)
Deterioros	-	-	-	-	-	(20.900)	-	(20.900)
Gasto por depreciación	-	(1.254)	(194.888)	(6.484)	-	(176.976)	(12.817)	(392.419)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(6.322)	-	(6.322)
Transferencias	-	56	74.908	10.494	(90.235)	-	4.777	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	(51.075)	-	-	(7.919)	-	(58.994)
Cambios, total	-	(472)	(79.590)	4.174	32.283	104.652	717	61.764
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	230.342	11.210	1.246.042	54.491	175.844	1.029.436	50.296	2.797.661

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 2014	230.342	13.032	1.395.464	50.200	117.997	730.785	82.165	2.619.985
Adiciones	-	59	53.468	1.763	64.603	399.840	5.531	525.264
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(13.072)	-	(13.072)
Castigos y bajas	-	-	(315)	-	(222)	-	(148)	(685)
Gasto por depreciación	-	(1.409)	(185.388)	(5.600)	-	(168.490)	(11.677)	(372.564)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(7.107)	-	(7.107)
Transferencias	-	-	62.403	3.954	(38.817)	(3.815)	(23.725)	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-	-	-	(13.357)	(2.567)	(15.924)
Cambios, total	-	(1.350)	(69.832)	117	25.564	193.999	(32.586)	115.912
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	230.342	11.682	1.325.632	50.317	143.561	924.784	49.579	2.735.897

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

Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	68.926	68.144
Planta y equipos	3.130.093	3.014.795
Instalaciones	124.424	113.766
Construcción en curso	175.844	143.561
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	4.183.705	3.901.921
Otros	168.690	155.517
Totales	8.082.024	7.628.046

Propiedades, Planta y Equipo, Depreciación Acumulada	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Edificios	57.716	56.462
Planta y equipos	1.884.051	1.689.163
Instalaciones	69.933	63.449
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	3.154.269	2.977.137
Otros	118.394	105.938
Totales	5.284.363	4.892.149

Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	11.210	11.682
Planta y equipos	1.246.042	1.325.632
Instalaciones	54.491	50.317
Construcción en curso	175.844	143.561
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	1.029.436	924.784
Otros	50.296	49.579
Totales	2.797.661	2.735.897

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 31 de diciembre de 2015 corresponden principalmente a obras de adecuación de planta para refinación de crudos pesados en refinería Biobío, construcción de Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua y mantención de estanques y ductos.

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

Oficinas corporativas adquiridas mediante un contrato de leasing con opción de compra con el Banco Santander (Chile), el valor neto asciende a MUS$ 13.097 al 31 de diciembre de 2015 y MUS$ 13.418 al 31 de diciembre de 2014. Este contrato tiene vencimientos mensuales y finaliza en agosto de 2018.

c) Costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación: El Grupo ENAP como parte de sus costos de activo fijo mantiene activado gastos de desmantelamiento de plataformas y campos petroleros, por un monto neto al 31 de diciembre de 2015 de MUS$ 10.844 y al 31 de diciembre de 2014 de MUS$ 12.005.

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

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

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

	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
En costos de venta	378.928	365.537
En costos de distribución	11.935	4.953
En gastos de administración	1.556	2.074
Totales	392.419	372.564

g) Deterioro activos: ver nota 16.

h) Otros incrementos (decrementos): Al 31 de diciembre de 2015 se incluyen en rubro Plantas y equipos principalmente, provisiones adicionales de materiales y repuestos, y en rubro Inversiones en E&P se incluye la cesión del 12% de la participación en el área Pampa del Castillo a Petro Minera Chubut S.E. como parte del acuerdo por la extensión del área, con la provincia de Chubut por10 años (hasta noviembre 2026), extensible 20 años. El monto de la cesión ascendente a MUS$ 7.919 se presenta formando parte del rubro Otras ganancias (pérdidas) del estado de resultados.

Inversiones en exploración y producción

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

	Porcentaje de participación		Inversión neta antes de deterioro operaciones conjuntos		Menos: pérdidas por deterioro		Inversión neta operaciones conjuntos	
Operaciones Conjuntos	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
a. Explotación								
Área Magallanes (*)	50,00	50,00	179.633	186.027	-	-	179.633	186.027
Campamento Central Cañadón Perdido (*)	50,00	50,00	95.536	93.487	20.900	-	74.636	93.487
Cam 2A Sur (*)	50,00	50,00	110	106	-	-	110	106
East Rast Qattara (*)	50,50	50,50	27.834	30.283	-	-	27.834	30.283
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (*)	33,33	33,33	-	-	-	-	-	-
La Invernada (*)	50,00	50,00	-	-	-	-	-	-
Bloque 2 - Rommana (*)	40,00	40,00	8.571	8.571	8.447	8.447	124	124
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman (*)	30,00	30,00	-	-	-	-	-	-
Bloque Mehr (*)	33,00	33,00	27.262	27.262	27.262	27.262	-	-
Totales			338.946	345.736	56.609	35.709	282.337	310.027

	Inversión neta antes de deterioro otros negocios		Menos: Pérdidas por deterioro		Inversión neta otros negocios	
Otros Negocios	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Pampa el Castillo (*)	65.674	98.667	-	-	65.674	98.667
Paraíso, Biguno, Huachito (*)	70.674	36.799	-	-	70.674	36.799
Mauro Dávalos Cordero (*)	68.904	73.936	-	-	68.904	73.936
Intracampos (*)	2.792	16.840	-	-	2.792	16.840
Totales	208.044	226.242	-	-	208.044	226.242

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

16. PÉRDIDAS POR DETERIORO Y PROVISIONES

i) Deterioro Activos

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 el detalle es el siguiente:

	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Campamento Central Cañadón Perdido - Argentina	(20.900)	-
Totales	(20.900)	-

De acuerdo a lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Enap Sipetrol Argentina S.A. realizó en 2014 un test de deterioro del valor de sus activos, el cual fue llevado a cabo principalmente por la caída del precio internacional de venta del petróleo crudo registrado en el último trimestre de 2014, precios muy inferiores a los originalmente presupuestados. Los resultados del mencionado test no requirieron efectuar un deterioro a los activos en el ejercicio 2014.

Sin embargo, dada la profundización del escenario de bajos precios internacionales del petróleo crudo registrado durante 2015, en línea con lo que han venido realizando las empresas de la industria petrolera principalmente en la Cuenca del Golfo de San Jorge en Chubut, Argentina, donde se produce petróleo crudo Escalante que se comercializa a precios internacionales, se ha completado un nuevo test de deterioro sobre las partidas de activos incluidas en su balance. Los resultados obtenidos, implican una pérdida financiera para Enap Sipetrol Argentina S.A. de US$ 20,9 millones, constituida por deterioros en los montos correspondientes a propiedades, plantas y equipos específicamente del Yacimiento Campamento Central Cañadón Perdido. Por consiguiente, el efecto negativo en los resultados del Grupo de Empresas ENAP al 31de diciembre de 2015 asciende a US$20,9 millones.

Dicho efecto contable extraordinario no implica salida de caja. En el futuro, dependiendo de la evolución de los precios internacionales del petróleo crudo, de los costos operacionales o de otros factores críticos, podría ser necesaria la realización de nuevos estudios conducentes a determinar el valor económico de los activos de Enap Sipetrol Argentina S.A. Los resultados de estos análisis podrían generar la necesidad de reconocer pérdidas adicionales, o bien de revertir en parte las pérdidas generadas en el presente año por concepto de deterioro.

ii) Provisión

a) Pozos secos

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 el detalle es el siguiente**:**

	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Pozo seco Inchi-Copalco - Ecuador	-	3.397
Pozo seco Copal - Ecuador (1)	7.085	(6.999)
Pozo BV A-571 - Argentina	(1.650)	-
Totales	5.435	(3.602)

(1) La campaña exploratoria del año 2015 generó la posibilidad de hacer el pozo comercialmente explotable por lo cual se reversó la provisión previamente constituida.

b) Bloque Mehr

En el rubro Inversiones en Exploración y Producción se presenta un decremento relacionado con la inversión realizada en el bloque Mehr, Irán.

A través de su filial Sipetrol Internacional S.A., ENAP participa en un consorcio integrado por ésta, Repsol S.A. (España) y OMV (Austria), siendo esta última la empresa operadora. Entre los años 2001 y 2007 el consorcio realizó trabajos de exploración en el referido bloque de acuerdo a un contrato con la empresa estatal iraní National Iranian Oil Company ("NIOC"). Sin embargo, al final del período de exploración, no fue posible establecer un acuerdo con NIOC respecto de un plan de desarrollo para la explotación de las reservas descubiertas por el consorcio (yacimiento Band-e-Karkheh).

En consecuencia, el 24 de enero de 2009 OMV, en su calidad de operador del bloque, notificó al Director de Exploración de NIOC la decisión unánime del consorcio de no continuar con las negociaciones relativas al desarrollo del yacimiento. Considerando que se ha dado cumplimiento a las obligaciones contractuales, se comunicó también a NIOC la activación de la cláusula que da derecho al consorcio a recuperar los gastos de exploración y a la obtención de una tarifa de servicio (Remuneration Fee), conforme a los términos establecidos en el Contrato de Servicios de Exploración suscrito entre las partes.

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

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, y tomando en cuenta el juicio y estimaciones de la administración, la filial Sipetrol International S.A., constituyó en diciembre del 2008 una provisión por el 100% del valor de la inversión neta realizada durante los trabajos de exploración, ascendiente a MUS$ 27.262.

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

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

iii) Abandono de pozos secos exploratorios sin reservas comercialmente explotables

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

	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	37.534	13.072
Totales	37.534	13.072

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

17. PARTICIPACIONES EN OPERACIONES CONJUNTOS

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

a) Explotación

(a) Área Magallanes

Con fecha 4 de enero de 1991, Sociedad Internacional Petrolera S.A. (luego de varias transformaciones, hoy Enap Sipetrol Argentina S.A.) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (luego de varias transformaciones,

hoy YPF S.A.) celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Área Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina.

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

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

(b) Campamento Central - Cañadón Perdido

En diciembre de 2000, Enap Sipetrol S.A. (luego Enap Sipetrol Argentina S.A.) firmó con YPF S.A. un acuerdo a través del cual este último cede y transfiere a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 50% de la concesión que YPF S.A. es titular para la explotación de hidrocarburos sobre las áreas denominadas Campamento Central - Cañadón Perdido, en la provincia de Chubut - República de Argentina, que se rige por la Ley Nº 24.145 y sus normas complementarias y reglamentarias, siendo YPF S.A. quien realiza las labores de operador de esta concesión.

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

(c) Cam 2A Sur

En decisión administrativa Nº 14 del 29 de enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Enap Sipetrol Argentina S.A. el Permiso de Exploración sobre el Área "Cuenca Austral Marina 2/A SUR" (CAM 2/A SUR). Con fecha 7 de octubre de 2002, Enap Sipetrol Argentina S.A. (Operador) e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), ubicada en la Provincia de Tierra del Fuego.

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

(d) East Rast Qattara

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

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

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

b) Exploración

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

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

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

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

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

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

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

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

(b) Bloque Mehr - Iran

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

Con fecha 30 de junio de 2007, National Iranian Oil Company (NIOC) declaró la comercialidad de un descubrimiento efectuado en el Bloque denominado Band-e-Karkheh, lo que dio inicio a la negociación del plan de desarrollo y contrato respectivo. En diciembre de 2008, al no ser económicamente viable para las empresas los términos y condiciones del plan de desarrollo negociadas con la NIOC, se decidió unánimemente no continuar con la etapa de desarrollo del descubrimiento pero reservándose el derecho a exigir reembolso de los gastos incurridos en la etapa de exploración más una tarifa por los servicios, conforme lo establece el contrato de servicios de exploración.

Tal como se señala en Nota 16. ii), la devolución de los gastos exploratorios invertidos, así como el pago de una tarifa por los servicios de exploración asociados a Bloque Mehr aún no se ha materializado, por lo cual se encuentran provisionados en un 100%.

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

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

Operaciones conjuntos	Activos corrientes en operaciones conjuntos		Activos no corrientes en operaciones conjuntos		Pasivos corrientes en operaciones conjuntos		Pasivos no corrientes en operaciones conjuntos	
	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
a. Explotación								
Área Magallanes (a)	22.367	32.204	197.584	189.369	94.224	47.838	84.238	105.649
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	13.185	19.036	85.699	96.542	25.129	34.776	14.569	27.049
Cam 2A Sur (c)	577	138	805	241	11.413	1.921	10.841	8.581
East Rast Qattara (d)	48.229	42.983	27.841	28.834	8.307	6.873	-	-
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	58	29	26	9	479	558	30	31
Bloque 2 - Rommana	191	129	124	221	109	109	-	-
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	-	-	-	-	235	234	-	-
Bloque Mehr (b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	84.607	94.519	312.079	315.216	139.896	92.309	109.678	141.310

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

Operaciones conjuntas	Ingresos ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
a. Explotación						
Área Magallanes (a)	106.729	128.025	83.722	71.985	9.706	28.903
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	60.843	91.828	77.633	69.572	(9.255)	10.201
Cam 2A Sur (c)	-	310	3.450	2.532	(3.160)	(987)
East Rast Qattara (d)	-	129.342	113	28.735	(35)	95.153
b. Exploración						
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	-	-	17	164	(35)	(91)
Bloque 2 - Rommana	82.593	-	28.209	(1)	50.299	(9)
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	-	-	1	-	(38)	-
Bloque Mehr (b)	-	-	-	-	-	-
Totales	250.165	349.505	193.145	172.987	47.482	133.170

c) Acuerdos de operación conjunta de ENAP en Chile:

Bloque Dorado Riquelme:

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

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

Al término del mes de diciembre de 2015, la inversión neta acumulada en el CEOP Bloque Dorado Riquelme alcanzó los MMUS$ 239,1 y producción acumulada de 813,3 millones de metros cúbicos de gas.

Bloque Lenga

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

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.

Durante el año 2015 se ha desarrollado el programa de cierre de faenas petroleras del Bloque.

Bloque Coirón

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

El 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 en a) ENAP, un 95%; y b) Conocophillips un 5%.

El CEOP Bloque Coirón comprende un plazo máximo de 35 años, contados a partir de la fecha de su entrada en vigencia. Para el año 2016 se ha reformulado el plan, focalizado principalmente en la Zona Glauconítica (Proyecto ZG).

La Inversión en Desarrollo de Proyectos de Explotación efectuada por ENAP, el 31 de diciembre de 2015, es de US$ 33,8 millones.

Bloque Caupolicán

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

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

Bloque Flamenco

Con fecha 7 de noviembre de 2012 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y

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

Durante el 2014 se perforaron 6 pozos exploratorios: Tenca x-1, Tagua x-1, Kaum x-1, Chirihue x-1, Cupanaca x-1, Kosphy x-1, en los cuales también se realizó la Terminación de Producción y actualmente se encuentran en proceso de evaluación. Además, se pusieron en producción definitiva los pozos Chercán X-1 (gas), Omeling X-1(petróleo) y Tenca X-1. También durante este periodo se perforaron los pozos de desarrollo Chercán 2 y Tenca 3, realizando la terminación del primero y quedando pendiente a futuro el segundo.
Además se efectuó el WO de Flamenco 28 y la reintervención del pozo existente Bandurria 12.

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.

Bloque Isla Norte

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

La inversión de ENAP en esta fase es de US$ 0,8 millones. En agosto de 2015, el Ministerio de Energía acepto 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.

Bloque Campanario

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

La inversión de ENAP en esta fase es de US$ 2,9 millones. En agosto de 2015, el Ministerio de Energía acepto 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.

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 el mes de 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 con un compromiso mínimo de 1 pozo a perforar durante el 2017 y la terminación de dos pozos perforados durante el 2015.

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.

18. OTROS NEGOCIOS

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

a) Pampa del Castillo - La Guitarra

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

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

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

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

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

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

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

Intracampos (PBHI) de la Región Amazónica Ecuatoriana.

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

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

c) Bloque 3 Jambelí

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

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

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

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

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

	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente	
Proyectos	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Pampa el Castillo (a)	18.289	28.553	88.448	103.929	34.669	46.643	22.755	25.626
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	4.928	3.736	27.737	25.677	2.745	3.128	323	213
Mauro Dávalos Cordero (b)	21.385	16.212	120.351	111.412	11.908	13.576	1.404	924
Bloque 3 Jambelí	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	44.602	48.501	236.536	241.018	49.322	63.347	24.482	26.763

	Ingresos ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
Proyectos	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Pampa el Castillo (a)	99.382	139.225	115.346	163.494	(29.620)	(17.101)
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	35.621	23.356	20.150	12.543	7.842	4.061
Mauro Dávalos Cordero (b)	56.706	62.157	35.549	39.904	5.770	13.839
Bloque 3 Jambelí	-	-	-	-	-	(926)
Totales	191.709	224.738	171.045	215.941	(16.008)	(127)

19. PROPIEDADES DE INVERSIÓN

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

	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Saldo inicial, neto	7.642	7.732
Gasto por depreciación	(91)	(90)
Saldo final	7.551	7.642

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

20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

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

Al 31 de diciembre de 2015

Rubro	**Mantenidos para negociar** MUS$	**A valor razonable con cambio en resultado** MUS$	**Préstamos y cuentas por pagar** MUS$	**Derivados de cobertura** MUS$
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	484.747	6.798
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	-	435.670	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	39.197	-
Total pasivos financieros corrientes	-	-	959.614	6.798
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	-	3.109.509	200.682
Otras cuentas por pagar, no corrientes		-	1.086	-
Total pasivos financieros no corriente	-	-	3.110.595	200.682

Al 31 de diciembre de 2014

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

a) Derivados de cobertura

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

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

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

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

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

i) Presentación de activos y pasivos

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

	31.12.2015		31.12.2014	
Activos de cobertura	**Corriente**	**No Corriente**	**Corriente**	**No Corriente**
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujo de caja	3.911	-	828	-
Cobertura de diferencial WTI / BRENT				
Cobertura de flujo de caja	572	-	-	-
Cobertura de Brent - TSS				
Cobertura de flujo de caja	82.279	-	209.960	-
Totales	86.762	-	210.788	-

	31.12.2015		31.12.2014	
Pasivos de cobertura	**Corriente**	**No Corriente**	**Corriente**	**No Corriente**
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujo de caja	-	-	4.757	-
Cobertura de tasa de interés				
Cobertura de flujo de caja	6.798	179.169	7.210	84.989
Cobertura de energía eléctrica				
Cobertura de flujo de caja	-	21.513	-	-
Cobertura de diferencial WTI / BRENT				
Cobertura de flujo de caja	-	-	956	-
Totales	6.798	200.682	12.923	84.989

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	
			31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Obligaciones por bonos	(194.173)	(68.747)
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Arrendamiento financiero	283	1.162
SWAP	Tasa de interés	Préstamos bancarios	(17.728)	(24.614)
SWAP	Contrato Energía Eléctrica	Costo de ventas	(21.513)	-
TSS	Petróleo crudo	Inventarios	82.279	209.960
SDI	Diferencial WTI - Brent	Inventarios	572	(956)
Forward	Tipo de cambio	Deudores comerciales	3.911	(3.929)
Totales			(146.369)	112.876

iii) Efecto en resultado de los derivados de coberturas

Los montos reconocidos en resultados y en resultados integrales al 31 de diciembre de 2015 y 2014, son los siguientes:

	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
(Cargo) Abono reconocidos en Otros resultados integrales durante el período	(7.207)	58.013
Abono (Cargo) a resultados durante el periodo	211.804	431.562

iv) Otros antecedentes sobre instrumentos financieros

A continuación se detallan los vencimientos de las coberturas

Desglose por vencimiento

Al 31 de diciembre de 2015		Nocional						
Derivados financieros	Valor razonable MUS$	2016 MUS$	2017 MUS$	2018 MUS$	2019 MUS$	2020 MUS$	2021 MUS$	Total MUS$
Cobertura de tipo de cambio								
Cobertura de flujo de caja	(189.979)	461.623	97.684	238.158	430.000	-	192.000	1.419.465
Cobertura de Energía Eléctrica								
Cobertura de flujo de caja	(21.513)		(21.513)					(21.513)
Cobertura de tasa de interés								
Cobertura de flujo de caja	(17.728)	37.937	36.991	39.150	41.363	44.005	-	199.446
Totales	(229.220)	499.560	113.162	277.308	471.363	44.005	192.000	1.597.398

	Valor razonable MUS$	Miles de barriles MBbl
Cobertura de WTI - Brent y TSS: Cobertura de flujo de caja (1)	82.851	36.490

Al 31 de diciembre de 2014		Nocional						
Derivados financieros	Valor razonable MUS$	2015 MUS$	2016 MUS$	2017 MUS$	2018 MUS$	2019 MUS$	2020 y siguientes MUS$	Total MUS$
Cobertura de tipo de cambio								
Cobertura de flujo de caja	(71.514)	996.667	1.825	97.894	238.302	430.000	192.000	1.956.688
Cobertura de tasa de interés								
Cobertura de flujo de caja	(24.614)	38.550	38.190	38.112	40.045	41.363	44.005	240.265
Totales	(96.128)	1.035.217	40.015	136.006	278.347	471.363	236.005	2.196.953

	Valor razonable MUS$	Miles de barriles MBbl
Cobertura de WTI - Brent y TSS: Cobertura de flujo de caja (1)	209.004	25.140

(1) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la administración procedió a reclasificar MUS$ 84.712 y MUS$ 194.595, respectivamente, del efecto devengado de los TSS desde Otras reservas a resultado del ejercicio, con el objeto de compensar con dicho valor el efecto negativo en resultados, por el mismo monto, del ajuste a los inventarios a su valor neto de realización.

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

v) Jerarquías del valor razonable

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Total 31.12.2015 MUS$	Clasificación de instrumentos financieros Nivel 1 MUS$	Nivel 2 MUS$	Nivel 3 MUS$
Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	86.762	-	86.762	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	207.480	-	207.480	-

b) Préstamos que devengan intereses

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

	Corriente		No Corriente	
	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
No garantizadas:				
Préstamos de entidades financieras	380.178	360.108	289.610	355.645
Sobregiros bancarios (a)	21.684	-	-	-
Obligaciones con el público	36.209	37.067	2.652.759	2.718.818
Arrendamiento financiero	1.761	2.033	2.842	5.161
Subtotales	439.832	399.208	2.945.211	3.079.624
Garantizadas:				
Préstamos de entidades financieras	44.915	47.110	164.298	207.635
Subtotales	44.915	47.110	164.298	207.635
Totales	484.747	446.318	3.109.509	3.287.259

(a) Sobregiros bancarios: Al 31 de diciembre de 2015, en la filial Enap Sipetrol S.A., se presentan sobregiros bancarios por su filial Argentina: en el Banco Itaú Argentina S.A. por MUS$ 19.665 y en el Banco Argentina BBVA-Banco francés S.A. por MUS$ 1.687; su sucursal Ecuador presenta en Banco Citibank MUS$ 332.

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

Al 31 de diciembre de 2015

					Corriente			No Corriente			
Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS$	Hasta 3 meses MUS$	+ 3 meses hasta 1 año MUS$	Total MUS$	+ 1 año hasta 3 años MUS$	+ 3 años hasta 5 años MUS$	+ de 5 años MUS$	Total MUS$
BNP - Paribas (1)	Semestral	3,75%	3,75%	410.000	18.558	17.736	36.294	76.141	85.368	-	161.509
BNP - Paribas (2)	Semestral	3,10%	3,10%	34.459	2.145		2.145	-	-	-	-
BNP - Paribas (2)	Semestral	6,04%	6,04%	13.917	873		873	-	-	-	-
BNP - Paribas (Cesce) (2)	Semestral	4,38%	4,38%	53.215	2.874	2.729	5.603	2.789	-	-	2.789
YPF S.A. (6)	Trimestral	8,00%	8,00%	100.000	266	49.000	49.266	43.000	-	-	43.000
Société Générale (4)	Semestral	1,98%	1,14%	100.000	8.485	8.333	16.818	15.986	-	-	15.986
BNP Paribas (Cesce)(4)	Semestral	4,07%	5,19%	78.258	4.087	3.585	7.672	13.960	13.960	3.585	31.505
Banco de Chile	Vencimiento	0,52%	0,52%	100.000	286	102.631	102.917	-	-	-	-
Banco Santander	Vencimiento	0,82%	0,82%	100.000	367	102.631	102.998	-	-	-	-
Scotiabank Chile	Vencimiento	0,51%	0,51%	100.000	208	100.000	100.208	-	-	-	-
HSBC Bank USA (5)	Trimestral	1,73%	1,92%	200.000	299	-	299	199.119	-	-	199.119
Totales					38.448	386.645	425.093	350.995	99.328	3.585	453.908

Las tasas de interés nominal informadas son anuales.

Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes el 31 de diciembre de 2015:

Nombre	Rut	Moneda	País	Sociedad	Rut	Pais	Garantía
BNP - Paribas (1)	0-E	Dólares	EE.UU.	Enercón S.A.	99519820-7	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (2)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (2)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (Cesce) (2)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
YPF S.A. (6)	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Société Générale (4)	0-E	Dólares	Francia	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
BNP Paribas (Cesce)(4)	0-E	Dólares	España	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	97004000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco Santander	97036000-K	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Scotiabank Chile	97018000-1	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
HSBC Bank USA (5)	0-E	Dólares	EE.UU.	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada

Al 31 de diciembre de 2014

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

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

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

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

(1) BNP – PARIBAS

Con fecha 15 de junio de 2005, Energía Concón S.A. suscribió un Contrato de Crédito con un sindicato de bancos, siendo BNP Paribas el Banco Agente Administrativo y Citibank el Banco Agente de Garantías (ver Nota "Garantías Comprometidas con Terceros"); por un monto de MUS$ 410.000 y un plazo de 15 años. Tasa de interés anual con rango Libor + 50 puntos base a Libor + 175 puntos base.

(2) BNP – PARIBAS

Durante los años 2005 y 2006, Productora de Diesel S.A. suscribió Contratos de Crédito con un sindicato de bancos, siendo BNP Paribas el Banco Agente Administrativo y el Banco Agente de Garantías (ver Nota "Garantías Comprometidas con Terceros"); por un monto de US$ 102 millones y amortizaciones semestrales hasta el año 2017. La tasa de interés para tramo A y B varía entre Libor + 0,875% y Libor + 2,0%; y para tramo C varía entre Libor + 0,875% y Libor + 4,31%.

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

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

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

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

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

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

(4) BANCO BNP PARIBAS Y SOCIÉTÉ GÉNÉRALE

Con fecha 2010, ENAP suscribió dos contratos de crédito con los bancos BNP Paribas y Société Générale por MUS$78.258 y MUS$100.000 donde participan cada uno con el 50%, para construir la planta de alquilación en Refinería Aconcagua, ambos créditos funcionan como líneas comprometidas de fondo, de 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.

(5) HSBC BANK USA

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

(6) YPF S.A.

Con fecha 17 de noviembre de 2014 Enap Sipetrol Argentina S.A. extiende a YPF S.A. una Propuesta de Acuerdo de Prórroga de Contrato de UTE en el Área de Magallanes cuyo objeto es prorrogar los derechos y obligaciones de Enap

Sipetrol Argentina S.A. con el contrato de UTE y su carácter de operadora, manteniendo su actual participación de un 50% hasta la finalización de las extensiones.

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

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

iii) Detalle de obligaciones con el público

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

Al 31 de diciembre de 2015						Corriente			No Corriente			
Descripción	Pais	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$
B-ENAP - B (a.1)	Chile	UF	9.750	4,55%	4,28%	7.647		7.647		353.652		353.652
Tipo 144 A (b.1)	EE.UU	US$	300.000	6,25%	6,58%	9.219		9.219		298.231		298.231
Tipo 144 A (b.2)	EE.UU	US$	500.000	5,25%	5,46%	10.646		10.646		495.836		495.836
Tipo 144 A (b.3)	EE.UU	US$	500.000	4,75%	5,12%		1.771	1.771			490.905	490.905
B-ENAP - D (a.2)	Chile	UF	2.000	3,40%	4,28%	615		615	71.106			71.106
B-ENAP - E (a.2)	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%	1.335		1.335			134.566	134.566
SIX Swiss (b.4)	Suiza	CHF	215.000	2,88%	2,88%		458	458		215.865		215.865
Tipo 144 A (b.5)	EE.UU	US$	600.000	4,38%	4,56%		4.518	4.518			592.598	592.598
Totales						29.462	6.747	36.209	71.106	1.363.584	1.218.069	2.652.759

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

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

Nombre Acreedor	Rut	Tipo de Colocación	Empresa	Pais	Rut	Pago Intereses	Amortizacion Capital	Fecha de Vencimiento	Garantia
(a.1) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	12-01-2019	Sin Garantía
(b.1) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	08-07-2019	Sin Garantía
(b.2) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	10-08-2020	Sin Garantía
(b.3) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	06-12-2021	Sin Garantía
(a.2) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	01-10-2017	Sin Garantía
(a.2) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	01-10-2033	Sin Garantía
(b.4) Credit Suisse AG	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Anual	Al vencimiento	05-12-2018	Sin Garantía
(b.5) HSBC y JP Morgan	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	30-10-2024	Sin Garantía

a) Bonos Nacionales

1. Con fecha 15 de enero de 2009, la Empresa inscribió en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el Nº303, la emisión de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local.

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

2. Con fecha 17 de enero de 2013, la Empresa efectuó una colocación de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local, con cargo a la línea inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el Nº585, de fecha 7 de mayo de 2009.

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

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

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

b) Bonos Internacionales:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

iv) Arriendos financieros

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

	31.12.2015			31.12.2014		
	Bruto MUS$	**Interés** MUS$	**Valor Presente** MUS$	**Bruto** MUS$	**Interés** MUS$	**Valor Presente** MUS$
Hasta 90 días	440	(40)	400	495	(65)	430
Más de 90 días hasta 1 año	1.457	(96)	1.361	1.758	(155)	1.603
Más de 1 año hasta 3 años	2.936	(94)	2.842	5.420	(259)	5.161
Totales	4.833	(230)	4.603	7.673	(479)	7.194

21. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

a) El detalle del rubro es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	31.12.2015 MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Acreedores comerciales	417.307	716.678	475	4.283
Acredores varios	11.460	8.347	244	285
Otras cuentas por pagar	6.903	4.980	367	874
Totales	435.670	730.005	1.086	5.442

b) Detalle de vencimientos futuros

	31.12.2015 MUS$	**31.12.2014** MUS$
Hasta 30 días	427.780	724.302
Entre 31 y 60 días	3.216	2.802
Entre 61 y 90 días	242	2.901
Entre 91 y 180 días	62	-
Mas de 180 días	4.370	-
Totales	435.670	730.005

22. OTRAS PROVISIONES

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

Concepto		Corriente		No Corriente	
		31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación	(a)	-	-	94.391	81.788
Contratos onerosos		-	-	16.419	11.419
Otras provisiones		4.764	2.775	4.542	12.377
Totales		4.764	2.775	115.352	105.584

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 a igual tasa de descuento del proyecto.

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

	Desmantelamiento costos reestructuración rehabilitación MUS$	Contratos onerosos MUS$	Patrimonio negativo MUS$	Otras provisiones MUS$	Total MUS$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	81.788	11.419	-	15.152	108.359
Provisiones adicionales	17.536	5.000	-	6.235	28.771
Provisión utilizada	(5.208)	-	-	(12.046)	(17.254)
Incremento (decremento) en el cambio de Moneda Extranjera	-	-	-	(35)	(35)
Otro incremento (decremento)	275	-	-	-	275
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	94.391	16.419	-	9.306	120.116

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

23. PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

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

Concepto:		Corriente		No Corriente	
		31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Indemnización por años de servicios	(a)	884	643	89.480	105.657
Participación en utilidades y bonos del personal	(b)	14.042	15.892	-	-
Provisión de vacaciones		18.134	19.172	-	-
Otros beneficios	(c)	8.738	9.220	-	207
Totales		41.798	44.927	89.480	105.864

(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) Corresponden principalmente a participación en utilidades en la sucursal Ecuador, establecidas por ley y bono renta variable asociados a la producción de las refinerías, el cual se encuentra establecido en los contratos colectivos vigentes y otros beneficios establecidos en los contratos de trabajo según sea el caso.

(c) Las imputaciones registradas en este rubro corresponden a otros beneficios al personal como, gratificaciones, aguinaldo, bono vacaciones, etc.

23. 1 Movimiento de provisiones por beneficios a los empleados corriente

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

Al 31 de diciembre de 2015	**Corriente**				
	Imdemnización por años de servicios MUS$	**Participación en utilidades y bonos MUS$**	**Provisión vacaciones MUS$**	**Otros provisiones MUS$**	**Total MUS$**
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	643	15.892	19.172	9.220	44.927
Provisiones adicionales	3.401	44.836	8.718	27.074	84.029
Provisión utilizada	(3.130)	(46.588)	(7.492)	(26.515)	(83.725)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(30)	(98)	(2.264)	(1.041)	(3.433)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	884	14.042	18.134	8.738	41.798

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

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

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

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

	No Corriente	
	31.12.2015	31.12.2014
Movimiento:	MUS$	MUS$
Saldo inicial	105.657	110.138
Costos por servicios	799	1.225
Costos por intereses	4.881	5.651
Pérdidas actuariales	2.975	8.547
Beneficios pagados	(8.425)	(4.980)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(16.407)	(14.924)
Totales	89.480	105.657

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

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

23.3 Hipótesis actuariales

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

Hipótesis:	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Tasa de descuento Chile	5,91%	5,91%
Tasa de descuento Ecuador	6,54%	6,54%
Tasa esperada de incremento incial salarial Chile	3,67%	3,67%
Tasa esperada de incremento incial salarial Ecuador	3,00%	3,00%
Tasa de retiro voluntario Chile	2,29%	2,29%
Tasa de retiro voluntario Ecuador	2,50%	2,50%
Tasa de rotación por despido Chile	0,10%	0,10%
Tasa de rotación por despido Ecuador	13,14%	13,14%
Tabla de mortalidad Chile	RV-2004	RV-2004
Tabla de mortalidad Ecuador	IESS2002	IESS2002
Edad de jubilación de mujeres	60	60
Edad de jubilación de hombres	65	65

Anualmente, la Empresa realiza una revisión de sus hipótesis actuariales de acuerdo a NIC 19 "Beneficios a los empleados", la última modificación a la tasa de descuento aplicada por referencia a nuevas curvas de tasas de interés de mercado se realizó en el mes de diciembre de 2014. Ver efecto de sensibilidad en Nota 23.4.-
Los supuestos de mortalidad fueron determinados, de acuerdo a los consejos actuariales de nuestro actuario independiente, conforme la información disponible y representativa del país. Los supuestos de rotación, surgen del análisis interno de la administración de la Empresa.

23.4 Análisis de sensibilidad

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

	Valor contable	**Análisis de sensibilidad**	
Valor actuarial MUS$	89.480	93.034	86.802
Tasa de Descuento	5,91%	5,33%	6,49%
Sesibilidad porcentual	-	-10,00%	10,00%
Sensibilidad en MUS$	-	13.898	7.124

24. PATRIMONIO

a) Cambios en el patrimonio:

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

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

a) Suspender temporalmente para el año 2009, la política de traspasos del 100% de los dividendos anuales de las filiales a ENAP, correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008.

b) Suspender transitoriamente, para el año 2009, la política de traspaso de utilidades de ENAP al Fisco (por los resultados generados el año 2008).

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

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

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

a) Autorizar a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar las utilidades obtenidas el ejercicio 2010.

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

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

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

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

b) Capital emitido

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

Capital emitido	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Capital pagado	1.232.332	1.232.332
Totales	1.232.332	1.232.332

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

Gestión de capital

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

- Asegurar el normal funcionamiento de sus operaciones, la continuidad del negocio en el largo plazo y la seguridad de suministro de combustibles líquidos para el país.

- Asegurar el financiamiento de nuevas inversiones a fin de mantener un crecimiento sostenido en el tiempo y un cumplimiento cabal de las especificaciones de los combustibles autorizados en Chile.

- Mantener una estructura de capital adecuada acorde a los ciclos económicos que impactan al negocio y a la naturaleza propia de la industria.

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

c) Otras Reservas

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

Composición	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Diferencia de cambio por conversión (ii)	(79.282)	(76.561)
Disponible para la venta	1.190	1.190
Coberturas de flujo de caja (i)	(15.891)	(8.684)
Reservas actuariales en planes de beneficios definidos	(6.559)	(4.615)
Reservas varias (iii)	27.270	27.270
Totales	(73.272)	(61.400)

i) Cobertura de flujo de caja

	Total 31.12.2014 MUS$	**Movimiento 2015** MUS$	**Total 31.12.2015** MUS$
Ganancia /(pérdida) reconocidas en las coberturas de flujos de:			
Cross Currency Swap / Bonos y Arriendo Financiero	(12.803)	(8.568)	(21.371)
SWAP y Opción ZCC tasa de interés préstamos bancarios	(20.301)	5.997	(14.304)
Contratos Forward de cambio de moneda extranjera	1.364	718	2.082
Swap de energía eléctrica	-	(21.509)	(21.509)
TSS y SDI	13.665	7.153	20.818
Impuesto a la renta y diferido de derivados	9.391	9.002	18.393
Totales	(8.684)	(7.207)	(15.891)

ii) Diferencia de cambio por conversión

	31.12.2015 MUS$	**31.12.2014 MUS$**
Saldo al inicio del ejercicio	(76.561)	(74.282)
Resultado por cambios en empresas coligadas	(2.721)	(2.279)
Totales	(79.282)	(76.561)

iii) Otras reservas varias

	31.12.2015 MUS$	**31.12.2014** MUS$
Saldo Inicial	27.270	27.195
Otros cambios	-	75
Totales	27.270	27.270

d) Ganancias (pérdidas) acumuladas

	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Saldo al inicio del ejercicio	(637.827)	(902.217)
Resultado del período/ejercicio	168.919	154.937
Efecto cambio tasa impuesto 1a.cat. OC 856 SVS	-	109.495
Otras variación de resultados acumulados	(1.818)	(42)
Totales	(470.726)	(637.827)

* De acuerdo al Oficio Circular Nº 856 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 17 de octubre de 2014, que señaló que las diferencias por concepto de activos y pasivos por impuestos diferidos que se produjesen como efecto directo del incremento de la tasa de impuesto de primera categoría introducido por la Ley N°20.780, se debían contabilizar en el ejercicio respectivo contra patrimonio. El abono por este concepto fue de MUS$ 109.495, registrado en los presentes estados financieros al 31 de diciembre de 2014.

25. INTERES NO CONTROLABLE

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

	Participación no controladora en patrimonio		Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	
Entidad	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Entidad Estructurada	12.280	12.404	1.514	1.656
Enap Refinerías S.A.	113	67	49	5
Totales	12.393	12.471	1.563	1.661

26. SEGMENTOS DE NEGOCIO

Criterios de segmentación

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

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

Segmentos principales de negocio del grupo consolidado:

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

Operación Petrolera (CEOP) en los bloques Coirón, Caupolicán, Lenga y Dorado-Riquelme, en alianza con las compañías Pan American Energy LLC, Greymount y Methanex, respectivamente, todos ubicados en la Región de Magallanes.

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

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

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

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

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

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

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

A continuación se presenta la información por segmentos de estas actividades al 31 de diciembre de 2015 con arreglo tanto al criterio de segmentación nuevo como al anterior y al 31 de diciembre de 2014:

Al 31 de diciembre de 2015 **De acuerdo a nuevo criterio de segmentación**	E&P MUS$	R&C MUS$	G&E MUS$	(1) MUS$	Total MUS$
Ingresos actividades ordinarias	574.310	5.500.439	276.262	-	6.351.011
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	56.612	184.573	85.233	(326.418)	-
Costos de ventas	(481.849)	(4.971.971)	(254.236)	-	(5.708.056)
Costos de ventas, interlineas	(54.219)	(186.966)	(85.233)	326.418	-
Margen bruto	94.854	526.075	22.026	-	642.955
Otros ingresos, por función	6.031	17.037	-	3.717	26.785
Costos de distribución	(46.628)	(153.154)	(20)	(4.358)	(204.160)
Gastos de administración	(32.310)	(27.792)	-	(27.729)	(87.831)
Otros gastos por función	(85.545)	(17.182)	-	(1.460)	(104.187)
Otras ganancias (pérdidas)	(7.232)	112	-	22	(7.098)
Ingresos financieros	4.494	880	-	537	5.911
Costos financieros	(15.939)	(104.855)	-	(70.175)	(190.969)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	1.546	-	13.315	14.861
Diferencias de cambio	(6.623)	11.385	-	(8.114)	(3.352)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(88.898)	254.052	22.006	(94.245)	92.915
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	4.764	(49.994)	(5.533)	128.330	77.567
Ganancia (pérdida)	(84.134)	204.058	16.473	34.085	170.482
Ganancia (pérdida) atribuible a:					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(83.971)	201.962	16.473	34.455	168.919
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(163)	2.096	-	(370)	1.563
Ganancia (pérdida)	(84.134)	204.058	16.473	34.085	170.482

Al 31 de diciembre de 2015 **De acuerdo a criterio de segmentación anterior**	E&P MUS$	R&C MUS$	(1) MUS$	Total MUS$
Ingresos actividades ordinarias	574.310	5.776.701	-	6.351.011
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	56.612	184.573	(241.185)	-
Costos de ventas	(484.434)	(5.223.622)	-	(5.708.056)
Costos de ventas, interlineas	(54.219)	(186.966)	241.185	-
Margen bruto	92.269	550.686	-	642.955
Otros ingresos, por función	6.031	17.037	3.717	26.785
Costos de distribución	(46.628)	(153.174)	(4.358)	(204.160)
Gastos de administración	(32.310)	(27.792)	(27.729)	(87.831)
Otros gastos por función	(85.545)	(17.182)	(1.460)	(104.187)
Otras ganancias (pérdidas)	(7.232)	112	22	(7.098)
Ingresos financieros	4.494	880	537	5.911
Costos financieros	(15.939)	(104.855)	(70.175)	(190.969)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	1.546	13.315	14.861
Diferencias de cambio	(6.623)	11.385	(8.114)	(3.352)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(91.483)	278.643	(94.245)	92.915
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	4.764	(55.527)	128.330	77.567
Ganancia (pérdida)	(86.719)	223.116	34.085	170.482
Ganancia (pérdida) atribuible a:				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(86.556)	221.020	34.455	168.919
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(163)	2.096	(370)	1.563
Ganancia (pérdida)	(86.719)	223.116	34.085	170.482

Al 31 de diciembre de 2014	E&P MUS$	R&C MUS$	(1) MUS$	Total MUS$
Ingresos actividades ordinarias	688.798	9.147.848	-	9.836.645
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	137.333	341.622	(478.955)	-
Costos de ventas	(541.593)	(8.794.614)	-	(9.336.206)
Costos de ventas, interlineas	(62.869)	(416.086)	478.955	-
Margen bruto	221.669	278.770	-	500.439
Otros ingresos, por función	8.373	25.207	4.061	37.641
Costos de distribución	(30.788)	(147.750)	(4.152)	(182.690)
Gastos de administración	(40.959)	(24.282)	(21.066)	(86.307)
Otros gastos por función	(26.876)	(11.384)	(2.487)	(40.747)
Otras ganancias (pérdidas)	-	2.132	(299)	1.833
Ingresos financieros	5.067	1.032	1.516	7.615
Costos financieros	(3.303)	(116.769)	(59.097)	(179.169)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(1)	1.395	17.291	18.685
Diferencias de cambio	(7.162)	12.995	(13.862)	(8.029)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	126.020	21.346	(78.095)	69.271
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(24.399)	(2.304)	114.030	87.327
Ganancia (pérdida)	101.621	19.042	35.935	156.598
Ganancia (pérdida) atribuible a:				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	101.516	15.106	38.315	154.937
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	105	3.936	(2.380)	1.661
Ganancia (pérdida)	101.621	19.042	35.935	156.598

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

Detalle de ingresos por venta según producto y área geográfica:

	31.12.2015				31.12.2014		
Venta por Productos	**Exploración y Producción** MUS$	**Refinación y Comercialización** MUS$	**Gas y Energía (*)** MUS$	**Total** MUS$	**Exploración y Producción** MUS$	**Refinación y Comercialización** MUS$	**Total** MUS$
Crudo	270.850	75.490	-	346.340	423.701	263.713	687.414
Gas Natural	170.728	19.804	276.262	466.794	141.345	393.305	534.650
Gas Licuado de Petróleo	-	107.394	-	107.394	-	211.633	211.633
Gasolinas	-	2.312.228	-	2.312.228	-	3.272.577	3.272.577
Kerosene	-	446.524	-	446.524	-	733.228	733.228
Diesel	-	2.018.293	-	2.018.293	-	3.371.053	3.371.053
Petróleo Combustible	-	364.755	-	364.755	-	718.507	718.507
Petroquimicos	-	64.335	-	64.335	-	107.553	107.553
Otros Productos	-	80.830	-	80.830	-	73.131	73.131
Venta de Servicios, nacionales	7.065	798	-	7.863	22.825	1.218	24.043
Venta de Servicios, extranjeros	95.639	-	-	95.639	86.973	-	86.973
Otros, nacionales (incluye N.C.)	(786)	9.988	-	9.202	1.575	1.929	3.504
Otros, extranjeros	30.814	-	-	30.814	12.379	-	12.379
Totales	574.310	5.500.439	276.262	6.351.011	688.798	9.147.847	9.836.645

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

	31.12.2015				31.12.2014		
Ventas Geográficas	**Exploración y Producción** MUS$	**Refinación, Logística y Comercialización** MUS$	**Gas y Energía (*)** MUS$	**Total** MUS$	**Exploración y Producción** MUS$	**Refinación, Logística y Comercialización** MUS$	**Total** MUS$
Nacionales	136.065	5.339.167	276.262	5.751.494	121.840	8.754.710	8.876.550
Extranjeras	438.245	161.272	-	599.517	566.958	393.137	960.095
Totales	574.310	5.500.439	276.262	6.351.011	688.798	9.147.847	9.836.645

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

Activos y Pasivos por Segmentos Operativos

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

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Detalle	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Venta de crudo	346.341	687.414
Venta de gas	386.946	479.677
Ingreso por compensación de gas (1)	79.849	54.973
Venta de productos refinados	5.394.358	8.487.682
Venta de servicios petroleros	103.502	111.016
Otros ingresos de operación	40.015	15.883
Totales	6.351.011	9.836.645

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

28. COSTOS DE VENTAS

El desglose de los costos de ventas al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	31.12.2015 MUS$	**31.12.2014** MUS$
Costo de crudo y gas	490.285	838.565
Costo de productos refinados (1)	4.628.632	8.061.219
Costo por venta de servicios	76.047	93.511
Otros costos de operación	513.092	342.911
Totales	5.708.056	9.336.206

(1) Formando parte del costo de productos refinados se incluyen el efecto neto (cargo o abono) de la liquidación de coberturas TSS durante el ejercicio, abono neto de MUS$ 316.381 por el ejercicio 2015 y abono neto de MUS$ 467.725 por el ejercicio 2014, las cuales tuvieron por objetivo desplazar financieramente, la ventana de toma de precios de los embarques de crudo y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados toman precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, mitigando por medio de la cobertura del costo de venta, el time spread al que la Empresa se encuentra expuesta de manera natural.

29. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

El desglose de los costos de distribución al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	31.12.2015 MUS$	**31.12.2014** MUS$
Contratos logísticos	10.804	11.053
Flete crudo y gas	3.917	4.088
Fletes oleoductos	35.365	38.249
Fletes marítimos	76.587	68.769
Fletes productos terrestres	10.102	9.322
Personal	21.377	17.512
Otros	46.008	33.697
Totales	204.160	182.690

30. OTROS GASTOS POR FUNCIÓN

El desglose de los otros gastos por función, al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	31.12.2015 MUS$	**31.12.2014** MUS$
Costos de campañas exploratorias	27.406	12.861
Deterioro de inversión (ver Nota N°16)	20.900	-
Provisiones medioambientales y platino	19.863	-
Pozos secos de exploración y abandonos	17.577	211
Bajas de propiedad, planta y equipo	3.335	475
Diferencias de inventarios	3.970	-
Costo de venta energía interna	1.377	-
Multas, indemnizaciones y finiquitos de contratos	-	9.949
Otros	9.759	17.251
Totales	104.187	40.747

31. COSTOS FINANCIEROS

El desglose de los costos financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Conceptos	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Intereses de sobregiros y préstamos bancarios	31.209	38.329
Intereses de obligaciones con el público	135.882	115.835
Intereses de obligaciones por leasing	160	172
Intereses de otras cuentas por pagar y otros pasivos no financieros	7.300	13.324
Otros desembolsos asociados a intereses	3.879	1.429
Total costo por intereses	178.430	169.089
Pérdida por liquidaciones de derivados (swap)	9.161	7.180
Intereses devengados por swap	3.378	2.900
Total costos financieros	190.969	179.169

32. GASTOS DEL PERSONAL

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	31.12.2015 MUS$	**31.12.2014** MUS$
Sueldos y salarios	170.578	148.298
Beneficios a corto plazo empleados	123.778	111.147
Otros gastos de personal	13.241	9.982
Otros beneficios a largo plazo	29.810	29.139
Totales	337.407	298.566

33. DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambio que son (debitadas) acreditadas a resultados son los siguientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Conceptos	**31.12.2015** MUS$	**31.12.2014** MUS$
Efectivo y equivalente al efectivo	(10.909)	(20.525)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(67.609)	(82.970)
Resultado cobertura forward	52.497	65.592
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	1.221	(2.413)
Cuentas por cobrar y por pagar por impuestos	(11.421)	(13.214)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16.354	26.691
Provisiones corriente	4.014	5.336
Provisiones no corriente	17.881	20.465
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	71.559	85.590
Resultado cobertura pasivos financieros corriente y no corriente	(72.166)	(86.561)
Otros	(4.773)	(6.020)
Totales	(3.352)	(8.029)

34. MONEDA EXTRANJERA

Activos	Moneda extranjera	Moneda funcional	31.12.2015 MUS$	31.12.2014 MUS$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	$ No reajustable	Dólar	18.875	51.462
	$ Argentinos	Dólar	2.270	34.513
	£ Libras Esterlinas	Dólar	82	82
	£ Libras Egipcias	Dólar	26.415	29.353
Otros activos no Financieros, Corriente	$ Argentinos	Dólar	-	-
	$ No reajustable	Dólar	-	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	$ No reajustable	Dólar	512.806	595.893
	$ reajustable	Dólar	-26	298
	$ Argentinos	Dólar	18.458	3.869
Activos por impuestos corrientes	$ No reajustable	Dólar	64.381	21.015
	$ reajustable	Dólar	8.581	46.462
	$ Argentinos	Dólar	15.646	2.146
Otros activos financieros no corrientes	$ No reajustable	Dólar	-	7
	$ reajustable	Dólar	-	-
	CHF Franco Suizo	Dólar	-	-
Derechos por cobrar no corrientes	$ No reajustable	Dólar	13	15
	$ reajustable	Dólar	13.349	15.527
	$ Argentinos	Dólar	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	$ reajustable	Dólar	437	389
	Nuevo sol peruano	Dólar	-	-
Activos por impuestos diferidos	$ No reajustable	Dólar	3.848	3.369
	$ Argentinos	Dólar	21.982	9.538
Totales			707.117	813.938

			31.12.2015				31.12.2014			
Pasivos	Moneda extranjera	Moneda funcional	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$
Otros pasivos financieros corrientes	$ reajustable	Dólar	5.897	4.836	-	-	13.651	1.326	-	-
	$ Argentinos	Dólar	52	156	-	-	68	205	-	-
	CHF Franco Suizo	Dólar	9.967	-	-	-	320	457	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	$ No reajustable	Dólar	138.734	-	-	-	102.784	-	-	-
	$ reajustable	Dólar	1.400	-	-	-	1.708	-	-	-
	$ Argentinos	Dólar	29.237	-	-	-	28.003	-	-	-
Otras provisiones a corto plazo	$ No reajustable	Dólar	-	-	-	-	41	-	-	-
Pasivos por Impuestos corrientes	$ No reajustable	Dólar	48.439	-	-	-	60.962	-	-	-
	$ reajustable	Dólar	7.884	-	-	-	2.783	-	-	-
	$ Argentinos	Dólar	3.642	-	-	-	22.540	-	-	-
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	$ No reajustable	Dólar	16.718	994	-	-	17.788	558	-	-
	$ reajustable	Dólar	4.055	10.996	-	-	3.735	11.701	-	-
	$ Argentinos	Dólar	406	3.495	-	-	2.110	2.111	-	-
Otros pasivos financieros no corrientes	$ reajustable	Dólar	-	-	588.210	134.945	-	-	528.536	151.104
	$ Argentinos	Dólar	991	-	1	-	1.122	-	140	-
	CHF Franco Suizo	Dólar	-	-	232.121	-	-	-	234.727	-
Pasivos no corrientes	$ No reajustable	Dólar	-	-	298	-	-	-	2.243	-
Otras provisiones a largo plazo	$ Argentinos	Dólar	-	-	2.089	-	-	-	2.083	-
Pasivo por impuestos diferidos	$ Argentinos	Dólar	-	-	41.304	-	-	-	43.748	-
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	$ No reajustable	Dólar	-	-	14.128	80.917	-	-	31.275	73.927
Otros pasivos no financieros no corrientes	$ Argentinos	Dólar	-	-	596	-	-	-	818	-
Totales			267.422	20.477	878.747	215.862	257.615	16.358	843.570	225.031

35. INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

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

ENAP Sipetrol S.A.:
Los recursos destinados a proyectos e iniciativas ambientales en Enap Sipetrol, para sus filiales en Argentina y

Ecuador, tienen relación con los sistemas permanentes de monitoreo de agua, suelo, calidad del aire, gestión de residuos y medio ambiente biótico. Además, otro aspecto relevante tiene relación con los procesos de Implementación y seguimiento al Sistema de Gestión Ambiental certificado en la norma ISO 14001 en los activos de Pampa del Castillo en Argentina, así como el monitoreo y seguimiento al Plan de Manejo Ambiental, para los activos de Cuenca Austral en Argentina, como MDC y PBH en Ecuador. Por último se destaca los procesos de elaboración de Estudios de Impacto Ambiental para el proyecto de Exploración en el bloque Intracampos en Ecuador y el tratamiento de suelos empetrolados en Pampa del Castillo. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales durante el año 2015 en Argentina ascendió a US$ 2,3 millones. En el caso de Ecuador el monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales ascendió a US$ 1,36 millones.

ENAP Magallanes:
Los recursos destinados a proyectos e iniciativas ambientales en Enap Magallanes tienen relación a aspectos de operación corriente, en la que se incluye principalmente la gestión y control de residuos industriales líquidos y sólidos, abarcando etapas de monitoreo, disposición y normalización de instalaciones asociadas, así como trabajos de remedición de incidentes ambientales. Otro aspecto es lo relacionado a la gestión de permisos ambientales para la cartera de nuevos proyectos de perforación, fracturas hidráulicas y construcción de facilidades, así como el seguimiento de compromisos adquiridos ante la autoridad ambiental. Por último, se encuentra el proyecto multianual de remediación de fosas en Magallanes, que consiste en el saneamiento ambiental de sitios en la región de Magallanes. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales durante el año 2015 en ENAP Magallanes ascendió a US$ 1,9 millones.

ENAP Refinerías S.A.:

Refinería Bio Bio:
El enfoque y los recursos destinados a los proyectos e iniciativas ambientales de la Refinería de Bío Bío tienen relación principalmente con la ejecución de una serie de compromisos adquiridos con la Ilustre Corte de Apelaciones de Concepción (ICA) y la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA). Los proyectos e iniciativas concernientes a la Corte de Apelaciones de Concepción están relacionados con un programa de mitigación de olores, cuyo objetivo principal es el manejo de los olores producidos como consecuencia de la actividad de refinación de petróleo en las comunidades vecinas. Este programa considera Proyectos e Iniciativas de Corto (1 año), Mediano (5 años) y Largo Plazo (10 años). En lo referente al plan de acción presentado a la SMA, este abarca proyectos e iniciativas que dicen relación con mejoras a los actuales sistemas de abatimiento de emisiones atmosféricas. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales de Refinería de Bío Bío para el año 2015 fue del orden de US$ 17,3 millones.

Refinería Aconcagua:
Los proyectos e iniciativas ambientales definidas para la Refinería de Aconcagua durante el año 2015 que forman parte de un plan de trabajo de largo plazo, están orientadas a actividades que permitan identificar e implementar mejoras en lo referente a emisiones de ruidos, monitoreo de emisiones atmosféricas, de cumplimiento normativo general y de las Resoluciones de Calificación Ambiental vigentes. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales de Refinería de Aconcagua para el año 2015 fue del orden de US$ 1,1 millones.

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 material y la probabilidad de una obligación presente es menor a la probabilidad de no existencia o esta probabilidad es remota, en los términos indicados en NIC 37.

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

En Chile:

Enap Refinerías S.A. (Aconcagua):

Caratulada: Derrame de hidrocarburos de 24 de septiembre de 2014
Rol N/A; Fiscalía Marítima de Valparaíso/Gobernador Marítimo de Valparaíso
Materia: Derrame de hidrocarburo al mar.
Cuantía: 100.000 pesos oro.
Procedimiento: Administrativo Armada
Breve Relación de Hechos: Derrame de crudo en la bahía de Quintero del B/T Mimosa.
Estado Actual: Con fecha 28 de diciembre de 2015, el Director General del Territorio Marítimo, resuelve el recurso presentado por ERSA haciendo uso del artículo 151 de la Ley de Navegación en la que solicitada la invalidación del procedimiento de la investigación sumaria administrativa, el que fue denegado por la mencionada autoridad. La que rebaja la sanción a 80.000 pesos oro. Se encuentran pendientes los recursos contenciosos-administrativos en contra de la mencionada resolución, y que ERSA interpondrá dentro de los plazos legales. Los recursos de las otras partes no han sido resueltos, aún.

Partes: Alberto Medina Johansen con Remolcadores Ultratag, Armadores de la Motonave LR Mimosa, Enap Refinerias S.A. y Agental Agencias Marítimas Ltda.
Rol N°: C-23-2014, Ministro de Corte Apelaciones de Valparaíso Sr. Droppelmann, actuando como Tribunal Unipersonal.
Materia: Indemnización de perjuicios según Ley de Navegación.
Cuantía: El Monto total demandado a las cuatro partes asciende a MUS$70.000
Breve relación de hechos: Demanda civil de indemnización de perjuicios regulada por el artículo 153 de la Ley de Navegación, para obtener la reparación de los daños emergentes, lucro cesante y daño moral supuestamente sufridos por pescadores y otros, debido a la contaminación causada por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Mimosa en momentos en que era tractada por remolcador de alta mar el 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo Monoboya ENAP. Solicita además la constitución de un fondo de MUS$50 por cada demandante a fin de reconvertir su actividad económica.
Estado actual: Actualmente la causa se encuentra suspendida por resolución judicial. Existe un recurso de reposición pendiente presentado por la parte demandante solicitando que se resuelva por el Tribunal que las causas están en estado de ser contestadas.

Partes: Sociedad Exportadora y Comercializadora San Diego Ltda. con Remolcadores Ultratag, Armadores de la Motonave LR Mimosa, Enap Refinerias S.A. y Agental Agencias Marítimas Ltda.
Rol N°: C-1-2015, Ministro de Corte Apelaciones de Valparaíso Sr. Droppelmann, actuando como Tribunal Unipersonal.
Materia: Indemnización de Perjuicios según Ley de Navegación.
Cuantía: Indeterminada. El Monto total demandado a las cuatro partes asciende a MUS$7.500
Breve relación de hechos: Demanda civil de indemnización de perjuicios regulada por el artículo 153 de la Ley de Navegación, para obtener la reparación de los daños emergentes, lucro cesante y daño moral supuestamente sufridos los dueños de la Sociedad San diego Ltda., debido a la contaminación causada por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Mimosa en momentos en que era tractada por remolcador de alta mar el 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo Monoboya de ENAP. Solicita además la constitución de un fondo de MUS$50 por cada demandante a fin de reconvertir su actividad económica.
Estado actual: Actualmente la causa se encuentra suspendida por resolución judicial.

Partes: Ilustre Municipalidad de Quintero con Enap Refinerías S.A. y otro
RIT N°: D-13-2014. Segundo Tribunal Ambiental de Santiago.
Materia: reparación daño ambiental.

Cuantía: Indeterminada.
Breve relación de hechos: Como consecuencia del derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero ocasionada por el B/T Mimosa, en momentos en que era tractada por remolcador de alta mar el 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo Monoboya ENAP, se habría producido daño al medio ambiente.
Estado actual: Con fecha 6 de octubre la Corte de Apelaciones de Santiago, confirmó la sentencia de fecha 6 de mayo de 2015, mediante la cual el Tribunal Ambiental se declaró incompetente para conocer del asunto, remitiendo los antecedentes al Ministro de Corte de Valparaíso que conoce de las causas civiles en calidad de Tribunal Unipersonal por expresa disposición de la Ley de Navegación. Con fecha 23 de octubre de 2015, ERSA presentó Recurso de Casación en el Fondo en contra de la resolución de la Corte de Apelaciones, a la fecha aún no se resuelve la admisibilidad.

Partes: Alejandro González González E.I.R.L con Enap Refinerias S.A.
Rol N°: C-11675-2015. 30° Juzgado Civil de Santiago
Materia: Indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual.
Cuantía: MUS$ 10.000
Breve relación de hechos: Se demandan los perjuicios que se habrían sufrido por la existencia de oleoducto de ENAP en terrenos de la demandante, que afectaría la empresa de giro agrícola que desarrolla en los inmuebles.
Estado actual: Una vez notificada la demanda, se interpuso excepción dilatoria de incompetencia por Enap Refinerias S.A. se recibió a prueba el incidente y se ha rendido la misma. El tribunal aún no resuelve la incompetencia.

Partes: ENAP Refinerías S.A. con Innergy Soluciones Energéticas S.A.
Rol N°: 2.215 – 2014. Tribunal Arbitral CAM.
Materia: Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía: MUS$ 6.000, más solicitud de pago por cargo fijo por capacidad reservada del contrato 2.
Breve relación de hechos: Enap Refinerías S.A. demanda a Innergy Soluciones Energéticas por el incumplimiento de los contratos 1 y 2 de suministro de gas, solicitando la terminación de ambos contratos, más el pago de indemnización por el incumplimiento contractual de Innergy. Innergy demanda reconvencionalmente a ERSA solicitando el pago de USD MM6 (aprox.), por concepto de impagos en cargos fijos de ambos contratos más montos supuestamente adeudados por ERSA.
Estado Actual: Etapa de discusión del arbitraje se encuentra concluida. Pendiente de trámite de conciliación, previo a etapa probatoria.

Enap Refinerías S.A. (Biobío)

Partes: **Mendoza Mendoza, Luis con Enap Refinerías S.A. y otros**
Rol: 4-2007; Ministro de la I. Corte de Apelaciones de Concepción, doña Juana Godoy. A esta causa se acumularon todas las demandas indemnizatorias interpuestas y notificadas en tiempo y forma. El procedimiento seguido en el referido juicio corresponde a un Juicio Ordinario especial del artículo 153 Ley de Navegación.
Breve relación de los hechos: En las demandas se solicita una indemnización de perjuicios basada en la responsabilidad extracontractual a consecuencia de un derrame ocurrido en la Bahía de San Vicente.
Estado actual: El proceso judicial se encuentra con el término probatorio vencido. Sin embargo, actualmente se está desarrollando el término especial de prueba, habiéndose rendido prueba de absolución de posiciones. A esta fecha se han celebrado acuerdos transaccionales con 4.140 demandantes, principalmente pescadores artesanales, algueros y armadores, por un monto total del orden de MUS$ 7.335.

Partes: Carte con Enap Refinerías S.A. ENAP y otros.
Rol: 1999-2014; 1º Juzgado Civil de Talcahuano.
Materia: Medida prejudicial probatoria (exhibición de documentos)
Cuantía: No aplica. Futura demanda civil indemnizatoria.
Breve relación de hechos: Vecinos a la planta de ERSA-Hualpén presentan medida prejudicial en contra de ERSA y organismos públicos tendientes a obtener información ante una futura demanda civil.
Estado actual: Se encuentra pendiente la presentación de la demanda civil correspondiente.

Enap Sipetrol Argentina S.A:

Compromisos Comerciales:

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

(1) PETROPOWER

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

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

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

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

(2) GNL CHILE S.A.

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

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

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

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

El referido contrato de suministro es parte de un conjunto de contratos comerciales del Proyecto GNL, cuyo cierre definitivo tuvo lugar el 31 de mayo de 2007. Dicho proyecto tiene por objeto la compra de gas natural licuado (GNL)

proveniente del exterior, su almacenamiento y regasificación en la Planta de Regasificación que se ubica en las comunas de Quintero y Puchuncaví de la Región de Valparaíso del país y suministro de gas natural a la zona centro y sur del país.

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

Restricciones:

ENAP - Al 31 de diciembre de 2015, la Empresa no mantiene restricciones y cumplimientos de covenants financieros con sus bancos acreedores y bonos con el público.

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

Cauciones obtenidas de terceros:

ENAP - Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo ENAP no ha recibido cauciones de terceros.

37. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS

Garantías directas

Acreedore de la garantia	Descripción	Tipo de Garantía	MUS$
Banco Latinoamericano de Comerrcio Exterior S.A.	Garantía de ENAP sobre fiel cumplimiento de pago (crédito Argentina).	Carta aval a primera demanda	21.000
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 01 de marzo de 2016.	Carta de Crédito	15.243
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2016.	Carta de Crédito	14.445
Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador	Emisor: EOP operaciones petroleras S.A. Beneficiario: Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador. Garantiza 20% de las inversiones mínimas de la Fase I de Exploración del Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 28, Ecuador, válida hasta el 13 de mayo de 2016.	Carta de Crédito Standby como contargarantía para emisión de garantía en el exterior	2.975
Ministerio de Energía	Garantizar el fiel cumplimiento de las inversiones y trabajos comprometidos del CEOP Bloque Coirón, válida hasta el 20 de novirmbre de 2016.	Boleta de Garantía en moneda extranjera	2.891
BG LNG Trading, LLC-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2016.	Carta de Crédito Chile	1.500
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2017.	Carta de Crédito	1.500
Ministerio de Energía	Garantizar la ejecución de todas las faenas de abandono de pozos CEOP Dorado-Riquelme. Válida hasta el 26 de septiembre de 2016.	Boleta de Garantía en moneda extranjera	1.383
Ministerio de Energía	Garantizar el abandono del pozo CEOP bloque Caupolicán. Válida hasta el 30 de junio de 2016.	Boleta de Garantía en moneda extranjera	442
Varios acreedores	Varias garantías menores. (ENAP, ERSA y Enap Sipetrl S.A.)	varias	3.954
Banco BNP Paribas (*)	Prenda de 22.199.866 acciones de Productora de Diesel S.A. en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2017.	Prenda comercial de acciones	-
Citibank (*)	Prenda de 1.010.000 acciones de Energía Concón S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	-

(*) Ver nota N° 20

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
			31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014	
Enap Refinerias 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
Petrosul S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Energía Concón S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Productora de Diesel S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	Chile	Dólar	10%	10%	10%	10%	Entidad Estructurada
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Enap Sipetrol (UK) Limited	Reino Unido	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A.	Ecuador	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
EOP Operaciones Petroleras S.A. (1)	Ecuador	Dólar	100%	-	100%	-	Filial Indirecta

(1) Con fecha 5 de enero de 2015 se inscribió en el Registro de Escrituras Públicas de la ciudad de Quito, Ecuador, la filial EOP Operaciones Petroleras S.A. con una participación de un 99% (99.000 acciones) de ENAP Sipetrol S.A. y 1% (1.000 acciones) de ENAP Refinerías S.A. y un capital social de MUS$ 100.

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

(2) Con fecha 29 de octubre de 2015, el Grupo traspasó la propiedad de Petro Servicios Corp S.A. de la siguiente manera: ENAP traspasó un 99,4% a Enap Sipetrol S.A., y Enap Refinerías S.A. traspasó un 0,1% a Enap Sipetrol S.A., como resultado al 31 de diciembre de 2015 la propiedad de Petro Servicios Corp S.A. es de Enap Sipetrol S.A. con un 99,5% y ENAP un 0,5%, esta operación no tuvo efectos a nivel consolidado.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2015	Activos		Pasivos		Ingresos	Gastos	Resultado
	Corriente	No corriente	Coriente	No corriente	Ordinarios	Ordinarios	ejercicio
Compañía	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Enap Refinerías S.A.	1.077.908	2.057.130	2.240.014	305.911	5.727.746	(5.153.156)	245.816
Enap Sipetrol S.A.	176.957	739.726	191.089	140.664	442.283	(333.690)	9.088
Petro Servicios Corp. S.A.	931	-	67	-	-	-	(119)
Gas de Chile S.A.	590	3.686	34	-	-	-	422
Petrosul S.A.	11.791	11.223	1.787	5.541	1.223	-	(347)
Energía Concón S.A.	79.546	291.221	81.917	248.336	18.506	-	3.538
Productora de Diesel S.A.	30.228	14.535	23.032	4.718	2.093	-	(445)
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	5.102	13.987	1.307	4.137	3.442	1.210	1.659
Enap Sipetrol Argentina S.A.	54.476	372.562	165.914	132.433	266.954	(248.563)	(32.364)
Enap Sipetrol (UK) Limited	1.215	-	168	-	-	-	-
Sipetrol International S.A.	83.407	103.132	11.888	-	82.593	(28.211)	48.873
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador	-	-	-	-	-	-	-
EOP Operaciones Petroleras S.A.	1.020	119	137	-	-	-	(98)

Al 31 de diciembre de 2014	Activos		Pasivos		Ingresos	Gastos	Resultado
	Corriente	No corriente	Coriente	No corriente	Ordinarios	Ordinarios	ejercicio
Compañía	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Enap Refinerías S.A.	1.517.981	2.191.399	3.019.763	331.413	9.058.779	(8.774.541)	30.750
Enap Sipetrol S.A.	196.712	702.867	140.805	182.677	575.651	(386.474)	114.699
Petro Servicios Corp. S.A.	1.083	1	38	-	-	-	(178)
Gas de Chile S.A.	664	3.848	21	-	-	-	200
Petrosul S.A.	7.020	15.937	2.009	5.226	1.771	-	1.468
Energía Concón S.A.	68.789	332.979	71.912	297.034	20.442	-	7.942
Productora de Diesel S.A.	27.433	24.869	22.632	12.418	2.936	-	2.730
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	3.942	16.857	2.366	4.651	3.749	1.210	1.839
Enap Sipetrol Argentina S.A.	79.960	390.090	131.736	166.936	359.388	(302.214)	20.924
Enap Sipetrol (UK) Limited	1.215	-	168	-	-	-	-
Sipetrol International S.A.	94.000	104.223	10.134	-	129.342	(28.738)	92.409
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador	6	-	25	-	-	-	-

39. HECHOS POSTERIORES

Entre el 1 de enero de 2016 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no han ocurrido hechos posteriores que puedan afectar significativamente la razonabilidad de estos.

*****