ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.
Y FILIALES

Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre
de 2017 y 2016 y por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015.

(Con el Informe de los Auditores Independientes)

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y FILIALES

CONTENIDO

Informe de los Auditores Independientes

Estados de Situación Financiera Consolidados

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados

Notas a los Estados Financieros Consolidados

M$: Cifras expresadas en miles de pesos chilenos

Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de
Enel Generación Chile S.A.:

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Generación Chile S.A. y filiales, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 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 Normas Internacionales de Información Financiera. 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. Al 31 de diciembre de 2016 no hemos auditado los estados financieros de ciertas filiales que se encuentran clasificadas como disponibles para su distribución, las cuales representan en su conjunto un activo total de M$0 al 31 de diciembre de 2016 y un resultado neto devengado (utilidad) de M$53.105.613 (M$0 operaciones continuas y M$53.105.613 operaciones discontinuadas) y M$321.246.746 (M$0 operaciones continuas y M$321.246.746 operaciones discontinuadas), por los años terminados al 31 de diciembre 2016 y 2015, respectivamente. Adicionalmente, no hemos auditado los estados financieros de ciertas asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, clasificadas como disponible para su distribución e inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, los cuales representan en su conjunto un activo total de M$3.888.462 y M$12.297.033 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente; y un resultado neto devengado (utilidad) de M$886.134, M$8.709.779 (M$4.897.102 operaciones continuas y M$3.812.677 operaciones discontinuadas) y M$49.998.970 (M$11.319.309 operaciones continuas y M$38.679.661 operaciones discontinuadas) por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente. Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas sociedades filiales, asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, se basa únicamente en los informes emitidos por esos auditores. 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 que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

© KPMG Auditores Consultores Ltda., sociedad de responsabilidad limitada chilena y una firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Todos los derechos reservados.

Santiago
Isidora Goyenechea 3520
Piso 2, Las Condes
+56 2 2798 1000
contacto@kpmg.com

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 a 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 de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Generación Chile S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Cristián Maturana R.

KPMG Ltda.

Santiago, 27 de Febrero de 2018

© KPMG Auditores Consultores Ltda., sociedad de responsabilidad limitada chilena y una firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Todos los derechos reservados.

ENEL GENERACION CHILE S.A. y FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2017 y 2016

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	211.027.141	114.486.479
Otros activos financieros, corrientes	7	20.523.276	487.106
Otros activos no financieros, corrientes		2.167.272	4.409.288
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	8	218.178.007	260.440.086
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	109.797.820	82.727.781
Inventarios	10	31.740.903	33.390.799
Activos por impuestos, corrientes	11	65.164.708	34.438.408
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	5	4.205.233	12.993.008
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**662.804.360**	**543.372.955**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros, no corrientes	7	33.391.398	28.802.568
Otros activos no financieros, no corrientes	10	12.853.459	12.318.443
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	8	1.032.923	6.788.437
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	12.707.221	18.738.198
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	18.607.973	19.266.874
Plusvalía	14	24.860.356	24.860.356
Propiedades, planta y equipo	15	2.788.204.501	2.726.838.537
Activos por impuestos diferidos	16	-	18.696.123
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**2.891.657.831**	**2.856.309.536**
TOTAL ACTIVOS		**3.554.462.191**	**3.399.682.491**

ENEL GENERACION CHILE S.A. y FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2017 y 2016

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, corrientes	17	18.815.435	25.696.064
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	20	329.448.226	341.088.664
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	9	122.862.944	121.018.039
Otras provisiones, corrientes	21	5.296.635	6.493.428
Pasivos por impuestos, corrientes	11	66.933.261	61.457.940
Otros pasivos no financieros corrientes		-	23.330
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		**543.356.501**	**555.777.465**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, no corrientes	17	781.978.145	854.016.751
Otras cuentas por pagar, no corrientes	20	632.643	1.453.022
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	9	318.518	251.527
Otras provisiones, no corrientes	21	63.992.567	57.325.915
Pasivo por impuestos diferidos	16	160.293.916	185.277.005
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	22	14.875.948	15.820.557
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**1.022.091.737**	**1.114.144.777**
TOTAL PASIVOS		**1.565.448.238**	**1.669.922.242**
PATRIMONIO			
Capital emitido	23	552.777.321	552.777.321
Ganancias acumuladas		1.398.018.155	1.199.429.221
Primas de emisión	23	85.511.492	85.511.492
Otras reservas	23	(74.789.241)	(136.755.547)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**1.961.517.727**	**1.700.962.487**
Participaciones no controladoras		**27.496.226**	**28.797.762**
TOTAL PATRIMONIO		**1.989.013.953**	**1.729.760.249**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**3.554.462.191**	**3.399.682.491**

ENEL GENERACION CHILE S.A. y FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre		
		2017 M$	2016 M$	2015 M$
Ingresos de actividades ordinarias	24	1.599.032.140	1.639.959.815	1.539.977.511
Otros ingresos	24	35.904.948	19.767.514	3.832.806
Total de Ingresos Operacionales		**1.634.937.088**	**1.659.727.329**	**1.543.810.317**
Materias primas y consumibles utilizados	25	(903.978.006)	(895.060.114)	(880.891.223)
Margen de Contribución		**730.959.082**	**764.667.215**	**662.919.094**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	15.4.b	7.226.484	9.758.304	15.250.810
Gastos por beneficios a los empleados	26	(54.222.470)	(60.350.072)	(70.969.357)
Gasto por depreciación y amortización	27	(117.337.553)	(132.600.381)	(124.835.559)
Pérdidas por deterioro de valor (Reversión de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	27	55.494	(30.785.531)	9.793.652
Otros gastos, por naturaleza	28	(102.821.020)	(119.303.215)	(90.339.822)
Resultado de Explotación		**463.860.017**	**431.386.320**	**401.818.818**
Otras ganancias (pérdidas)	29	113.088.869	121.490.974	4.015.401
Ingresos financieros	30	5.273.672	6.150.751	234.821
Costos financieros	30	(50.851.829)	(55.701.778)	(64.206.719)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	(2.696.904)	7.878.201	8.905.045
Diferencias de cambio	30	8.822.301	13.266.320	(53.880.472)
Resultado por unidades de reajuste	30	145.608	606.075	3.600.187
Ganancia antes de impuestos		**537.641.734**	**525.076.863**	**300.487.081**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	31	(112.099.519)	(83.216.935)	(76.655.819)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		**425.542.215**	**441.859.928**	**223.831.262**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	5.2	-	79.572.445	411.189.551
GANANCIA		**425.542.215**	**521.432.373**	**635.020.813**
Ganancia atribuible a				
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		418.453.814	472.558.428	392.868.115
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	23.7	7.088.401	48.873.945	242.152.698
GANANCIA		**425.542.215**	**521.432.373**	**635.020.813**
Ganancia por acción básica				
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	$ / acción	51,02	52,77	25,89
Ganancia por acción básica en operaciones discontinuadas	$ / acción	-	4,85	22,01
Ganancia por acción básica	$ / acción	51,02	57,62	47,90
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias diluida por acción procedente de operaciones continuadas	$ / acción	51,02	52,77	25,89
Ganancias diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	$ / acción	-	4,85	22,01
Ganancias diluida por acción	$ / acción	51,02	57,62	47,90
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58

ENEL GENERACION CHILE S.A. y FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre		
		2017 M$	2016 M$	2015 M$
Ganancia (Pérdida)		**425.542.215**	**521.432.373**	**635.020.813**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejericio, antes de impuestos				
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		251.976	(1.757.402)	(216.648)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		**251.976**	**(1.757.402)**	**(216.648)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
(Pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(3.690.798)	(139.529.128)	(244.110.922)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		8	18	(441.585)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		73.333.487	66.502.675	(151.642.828)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultado		23.976.029	20.456.663	15.850.894
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		-	(11.904.709)	(2.475.299)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		**93.618.726**	**(64.474.481)**	**(382.819.740)**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**93.870.702**	**(66.231.883)**	**(383.036.388)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejericio				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		(68.034)	474.498	(5.476)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejericio		**(68.034)**	**474.498**	**(5.476)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(26.139.149)	(20.924.809)	35.463.169
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		(2)	(5)	10
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		**(26.139.151)**	**(20.924.814)**	**35.463.179**
Total Otro resultado integral		**67.663.517**	**(86.682.199)**	**(347.578.685)**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**493.205.732**	**434.750.174**	**287.442.128**
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		486.205.094	450.858.649	132.746.446
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		7.000.638	(16.108.475)	154.695.682
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**493.205.732**	**434.750.174**	**287.442.128**

ENEL GENERACION CHILE S.A. y FILIALES

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de emisión	Cambios en Otras Reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	Otras reservas				
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo al 01 de enero de 2017	552.777.321	85.511.492	16.210.841	(123.499.401)	-	(1.033)	(32.188.067)	2.722.113	(136.755.547)	1.199.429.221	1.700.962.487	28.797.762	1.729.760.249
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										418.453.814	418.453.814	7.088.401	425.542.215
Otro resultado integral			(3.601.923)	71.170.367	182.830	6	-	-	67.751.280		67.751.280	(87.763)	67.663.517
Resultado integral											486.205.094	7.000.638	493.205.732
Dividendos										(220.047.710)	(220.047.710)	(8.302.174)	(228.349.884)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	(182.830)	-	(2.880.031)	(2.722.113)	(5.784.974)	182.830	(5.602.144)	-	(5.602.144)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(3.601.923)	71.170.367	-	6	(2.880.031)	(2.722.113)	61.966.306	198.588.934	260.555.240	(1.301.536)	259.253.704
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**552.777.321**	**85.511.492**	**12.608.918**	**(52.329.034)**	**-**	**(1.027)**	**(35.068.098)**	**-**	**(74.789.241)**	**1.398.018.155**	**1.961.517.727**	**27.496.226**	**1.989.013.953**

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de emisión	Cambios en Otras Reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	Otras reservas				
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo al 01 de enero de 2016	1.331.714.085	206.008.557	19.691.866	(205.691.575)	-	(1.046)	(719.716.306)	(202.189.042)	(1.107.906.103)	2.218.373.368	2.648.189.907	895.700.172	3.543.890.079
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										472.558.428	472.558.428	48.873.945	521.432.373
Otro resultado integral			(3.527.400)	67.731.875	(1.284.713)	13	(11.690.790)	(72.928.764)	(21.699.779)		(21.699.779)	(64.982.420)	(86.682.199)
Resultado integral											450.858.649	(16.108.475)	434.750.174
Dividendos										(184.234.740)	(184.234.740)	(7.405.769)	(191.640.509)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(778.936.764)	(120.497.065)	-	-	-	-	776.186.804	275.117.804	1.051.304.608	(1.305.983.122)	(1.154.112.343)	(839.096.192)	(1.993.208.535)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	46.375	14.460.299	1.284.713	-	(76.967.775)	2.722.115	(58.454.273)	(1.284.713)	(59.738.986)	(4.291.974)	(64.030.960)
Total de cambios en patrimonio	(778.936.764)	(120.497.065)	(3.481.025)	82.192.174	-	13	687.528.239	204.911.155	971.150.556	(1.018.944.147)	(947.227.420)	(866.902.410)	(1.814.129.830)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**552.777.321**	**85.511.492**	**16.210.841**	**(123.499.401)**	**-**	**(1.033)**	**(32.188.067)**	**2.722.113**	**(136.755.547)**	**1.199.429.221**	**1.700.962.487**	**28.797.762**	**1.729.760.249**

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de emisión	Cambios en Otras Reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	Otras reservas				
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo al 01 de enero de 2015	1.331.714.085	206.008.557	(11.409.870)	(117.559.279)	-	(1.020)	(719.216.262)	-	(848.186.431)	2.010.744.273	2.700.280.484	823.605.857	3.523.886.341
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										392.868.115	392.868.115	242.152.698	635.020.813
Otro resultado integral			(160.979.109)	(96.154.779)	(467.310)	(118.688)	(2.401.783)	-	(260.121.669)		(260.121.669)	(87.457.016)	(347.578.685)
Resultado integral											132.746.446	154.695.682	287.442.128
Dividendos										(184.771.710)	(184.771.710)	(80.862.173)	(265.633.883)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	192.080.845	8.022.483	467.310	118.662	1.901.739	(202.189.042)	401.997	(467.310)	(65.313)	(1.739.194)	(1.804.507)
Total de cambios en patrimonio	-	-	31.101.736	(88.132.296)	-	(26)	(500.044)	(202.189.042)	(259.719.672)	207.629.095	(52.090.577)	72.094.315	20.003.738
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**1.331.714.085**	**206.008.557**	**19.691.866**	**(205.691.575)**	**-**	**(1.046)**	**(719.716.306)**	**(202.189.042)**	**(1.107.906.103)**	**2.218.373.368**	**2.648.189.907**	**895.700.172**	**3.543.890.079**

ENEL GENERACION CHILE S.A. y FILIALES

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015
(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre 2017 M$	2016 M$	2015 M$
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		2.096.113.174	2.374.348.805	3.249.925.184
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		-	1.967.684	3.865.539
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		6.808.382	4.108.308	14.740.827
Otros cobros por actividades de operación		12.096.424	260.080	24.297.790
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.302.502.517)	(1.432.187.182)	(1.854.215.926)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(57.204.085)	(70.830.372)	(117.343.733)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(14.551.177)	(21.525.259)	(10.788.411)
Otros pagos por actividades de operación		(93.435.079)	(185.124.143)	(161.073.061)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(157.951.053)	(107.229.062)	(236.640.545)
Otras (salidas) de efectivo		(1.206.687)	(4.600.270)	(11.553.428)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**488.167.382**	**559.188.589**	**901.214.236**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios		-	-	6.639.653
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	5.2	115.582.806	133.206.429	20.000.882
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos	12.1	(1.943.100)	(2.346.000)	(2.550.000)
Préstamos a entidades relacionadas		(6.639.995)	(6.457.077)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		4.274.470	42.597	49.916
Compras de propiedades, planta y equipo		(206.775.663)	(194.880.395)	(525.755.416)
Compras de activos intangibles		-	-	(12.049.927)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(7.808.837)	(7.860.258)	(6.376.166)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		835.105	3.439.049	10.906.446
Cobros a entidades relacionadas		6.639.996	1.907.339	98.813
Dividendos recibidos		879.884	8.682.538	11.249.679
Intereses recibidos		3.087.687	3.686.258	9.190.650
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(91.867.647)**	**(60.579.520)**	**(488.595.470)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Total importes procedentes de préstamos		**-**	**257.661.770**	**347.776.657**
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	249.359.440	79.136.157
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		-	8.302.330	268.640.500
Préstamos de entidades relacionadas		31.680.253	37.096.734	645.635.959
Pagos de préstamos		(5.534.483)	(182.345.064)	(460.398.335)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(2.592.237)	(1.744.003)	(10.747.974)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(31.680.253)	(204.524.335)	(566.771.227)
Dividendos pagados		(244.539.407)	(126.718.920)	(400.032.465)
Intereses pagados		(44.320.297)	(76.403.433)	(152.767.801)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(4.848.787)	(222.675.977)	(8.479.868)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(301.835.211)**	**(519.653.228)**	**(605.785.054)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**94.464.524**	**(21.044.159)**	**(193.166.288)**
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		2.076.138	(14.207.725)	6.246.146
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**96.540.662**	**(35.251.884)**	**(186.920.142)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	6	114.486.479	149.738.363	336.658.505
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	**211.027.141**	**114.486.479**	**149.738.363**

ÍNDICE

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO. 11

1.1 Proyecto de Reorganización societaria en el Grupo Enel 12

2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS....14

2.1 Principios contables....14

2.2 Nuevos pronunciamientos contables 15

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas 21

2.4 Sociedades Filiales....23

2.5 Entidades asociadas....23

2.6 Acuerdos conjuntos 24

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio 24

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS. 26

a) Propiedades, planta y equipo....26

b) Plusvalía 27

c) Activos Intangibles distintos de la Plusvalía....28

d) Deterioro del valor de los activos no financieros 28

e) Arrendamientos 29

f) Instrumentos financieros 30

g) Medición del valor razonable....34

h) Inversiones contabilizadas por el método de la participación 35

i) Inventarios 35

j) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenido para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas 35

k) Acciones propias en cartera....36

l) Provisiones 36

m) Conversión de saldos en moneda extranjera....37

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes....37

o) Impuesto a las ganancias....38

p) Reconocimiento de ingresos y gastos....39

q) Ganancia (pérdida) por acción 40

r) Dividendos 40

s) Estado de flujos de efectivo....40

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO. 41

5. ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA O COMO MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS. 45
5.1 Proceso de Liquidación de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. - Activos no corrientes o Grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios. 45
5.2 Proceso de venta Electrogas S.A. - Activos no corrientes o Grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta. 46
5.3 Proceso de reorganización societaria. 46
6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO. 51
7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS. 52
8. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR. 52
9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS. 54
9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas. 54
9.2 Directorio y personal clave de la Gerencia. 56
9.3 Retribución del personal clave de la Gerencia de Enel Generación Chile. 58
9.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción. 58
10. INVENTARIOS. 59
11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES. 59
12. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN. 60
12.1 Inversiones contabilizadas por el método de la participación. 60
12.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas. 62
12.3 Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos. 62
12.4 Compromisos y Contingencias. 62
13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA. 63
14. PLUSVALÍA. 64
15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO. 65
15.1 Composición del rubro. 65
15.2 Detalle de Propiedades, plantas y equipos. 65
15.3 Principales inversiones 66
15.4 Costos capitalizados 66
15.5 Arrendamiento financiero 66
15.6 Arrendamiento operativo 66
15.7 Otras informaciones. 67
16. IMPUESTOS DIFERIDOS. 69
17. OTROS PASIVOS FINANCIEROS. 71

18. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS. 75
19. INSTRUMENTOS FINANCIEROS. 79
20. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR. 83
21. PROVISIONES. 83
22. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO. 84
22.1 Aspectos generales 84
22.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros 85
22.3 Otras revelaciones 86
23. PATRIMONIO TOTAL. 87
23.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora. 87
23.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión. 88
23.3 Gestión del capital. 88
23.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales. 88
23.5 Otras Reservas. 89
23.6 Otras reservas varias 90
23.7 Participaciones no controladoras. 90
24. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS. 91
25. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS. 91
26. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS. 91
27. GASTOS POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO. 92
28. OTROS GASTOS POR NATURALEZA. 92
29. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS). 92
30. RESULTADO FINANCIERO. 93
31. IMPUESTO A LAS GANANCIAS. 94
32. INFORMACIÓN FINANCIERA SUPLEMENTARIA DESAGREGADA 95
33. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES 97
33.1 Garantías directas. 97
33.2 Garantías Indirectas. 97
33.3 Litigios y arbitrajes. 98
33.4 Restricciones Financieras 99
34. DOTACIÓN. 102
35. SANCIONES. 103
1) Enel Generación Chile 103

2) Gas Atacama Chile S.A. 103
3) Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. 103
No existen sanciones. 103
36. MEDIO AMBIENTE. 104
37. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES. 106
38. HECHOS POSTERIORES. 107
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE 108
ANEXO N° 2 VARIACIONES DEL PERIMETRO DE CONSOLIDACIÓN 109
ANEXO N° 3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS 110
ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA 111
ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA 114
ANEXO N°6 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012 117
ANEXO N°6.1 DETALLE DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES 120
ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJES 122
ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES 123

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.

Enel Generación Chile S.A.(en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus sociedades filiales, integran el Grupo Enel Generación Chile (en adelante, “Enel Generación Chile” o el “Grupo”).

Enel Generación Chile S.A. es una Sociedad Anónima Abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (antes Superintendencia de Valores y Seguros de Chile), con el N° 114. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1994.

Enel Generación Chile S.A. es filial de Enel Chile S.A. (“Enel Chile”), entidad que a su vez es controlada por Enel, S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad fue constituida por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943 bajo el nombre Empresa Nacional de Electricidad S.A.. Por Decreto Supremo de Hacienda N° 97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos. La existencia de la compañía bajo su actual nombre Enel Generación Chile S.A., data del 4 de octubre de 2016, cuando se modificó su razón social mediante modificación de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que llevó a cabo el Grupo (ver Nota 5.3). Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Único Tributario N° 91.081.000-6.

La dotación del Grupo alcanzó los 848 trabajadores al 31 de diciembre de 2017. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2017 fue de 867 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores ver Nota 34.

Enel Generación Chile tiene como objeto social la generación, transporte, producción y distribución de energía eléctrica. La Sociedad tiene también como objeto realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar para ello directamente o a través de sociedades filiales o asociadas, en el país o en el extranjero.

Los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile correspondientes al ejercicio 2016 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 27 de febrero de 2017 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 25 de abril de 2017, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

1.1 Proyecto de Reorganización societaria en el Grupo Enel

En Sesión Extraordinaria celebrada el 1 de septiembre de 2017, el Directorio de la Sociedad resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar todos los trabajos y pasos conducentes para analizar un proyecto de reorganización societaria propuesto por su matriz, Enel Chile, en lo que respecta a Enel Generación Chile.

La propuesta de Enel Chile consiste en una reorganización societaria al interior del Grupo Enel, mediante la cual Enel Chile incorporaría, a través de una fusión por absorción con Enel Green Power Latin América S.A ("EGPL"), los activos de generación de energía renovable no convencional que ésta posee en Chile. EGPL es una filial de Enel, actualmente controlada a través de Enel Green Power SpA.

La propuesta implica asimismo condicionar la fusión antes indicada a la declaración de éxito de una Oferta Pública de Adquisición de Acciones ("OPA"), a ser realizada por Enel Chile, para adquirir hasta el 100% de las acciones emitidas por su filial Enel Generación Chile que sean de propiedad de los accionistas minoritarios de esta última.

Una síntesis de las dos fases antes indicadas, cada una de las cuales está condicionada en la implementación de la otra, se describe a continuación:

(i) Oferta Pública de Adquisición de Acciones ("OPA")

Enel Chile presentará una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA") dirigida a adquirir la totalidad de las acciones emitidas por su filial Enel Generación Chile que sean de propiedad de los accionistas minoritarios de esta última (equivalente a un 40% aproximadamente de su capital emitido). La contraprestación de la OPA se espera que sea pagada en dinero en efectivo, sujeto a la condición que los accionistas de Enel Generación Chile hayan acordado utilizar una porción específica de la consideración en dinero en efectivo para suscribir acciones o ADS de Enel Chile (la "Condición de Suscripción de Acciones/ADS).

La efectividad de la OPA estará condicionada a lo siguiente:

- La adquisición de un número total de acciones que permitiría a Enel Chile incrementar su participación accionaria en Enel Generación Chile superior al 75% desde el actual 60%;

- La aprobación por la Junta de Accionistas de Enel Generación Chile de una modificación de los estatutos de la compañía que elimine el límite de concentración de propiedad accionaria en la compañía, el cual actualmente no permite que un solo accionista concentre más del 65% del capital emitido de la compañía según se recoge en el Título XII del DL 3.500;

- Que Enel Chile tenga disponibles para emitir en la OPA, el número necesario de nuevas acciones emitidas de Enel Chile una vez finalizado el período de suscripción preferente en el aumento de capital relacionado para permitir la suscripción del número de acciones y ADSs de Enel Chile requerido para satisfacer la Condición de Suscripción de Acciones/ADS;

- La ausencia de cualquier acción o procedimiento legal que busque (i) prohibir o prevenir la fusión entre Enel Chile y EGPL; (ii) imponer limitaciones significativas a la capacidad de Enel Chile para ejercer efectivamente sus derechos de propiedad sobre los activos de EGPL a ser asignados a Enel Chile como consecuencia de la fusión; (iii) imponer limitaciones a la capacidad de Enel Chile para continuar desarrollando y operando los proyectos de EGPL; y (iv) en general, cualquier acción o procedimiento legal presentado ante cualquier autoridad regulatoria, judicial o administrativa en cualquiera de las consecuencias indicadas en (i) y (iii) anteriores;

- La ausencia de cualquier acción o procedimiento legal que busque (i) prohibir o prevenir el cierre de la OPA; (ii) imponer limitaciones significativas a la capacidad de Enel Chile para efectivamente adquirir las acciones y ADS de Enel Generación Chile; (iii) imponer limitaciones a la capacidad de Enel Chile para ejercer sus derechos de propiedad sobre las acciones y ADS de Enel Generación Chile de acuerdo con las condiciones de la OPA; y (iv) en general, cualquier acción o procedimiento legal presentado ante cualquier autoridad regulatoria, judicial o administrativa en cualquiera de las consecuencias indicadas en (i) y (iii) anteriores;

- La Condición de Suscripción de Acciones/ADS;

- Enel S.p.A. debe mantener en todo momento una participación accionaria en Enel Chile de más del 50% y mantener su posición de accionista controlador de Enel Chile dentro del límite estatutario de concentración máxima accionaria situado en el 65% después de finalizada la Reorganización propuesta;

- Todas las otras condiciones para la fusión (distintas de la finalización exitosa de la OPA); y

- La ausencia de cualquier efecto material adverso.

(ii) Fusión

Una vez declarada exitosa la OPA, EGPL se fusionaría con Enel Chile (la "Fusión") sujeto a la aprobación de los accionistas de Enel Chile y al consentimiento escrito unánime de los accionistas de EGPL. En consecuencia, los activos renovables de propiedad de EGPL se integrarían en Enel Chile.

Sujeto al precio final de suscripción en la OPA y a las ecuaciones de canje de acciones finales en la Fusión, se espera que Enel posea en conjunto una participación accionaria en Enel Chile similar a su actual 60,6% de propiedad.

Con fecha 20 de diciembre de 2017, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Generación Chile, con el objetivo de dar cumplimiento a una de las condiciones de éxito de la OPA, aprobó la modificación de los estatutos de la compañía para eliminar las limitaciones y restricciones establecidas en el Título XII del DL 3.500. La Junta aprobó que la referida modificación de estatutos se encontrará sujeta a la condición suspensiva consistente en que Enel Chile declare exitosa la OPA.

Se prevé que el cumplimiento de las condiciones que permitirían perfeccionar la Fusión podrá verificarse durante el mes de marzo de 2018.

2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile S.A., al 31 de diciembre de 2017, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de febrero de 2018, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enel Generación Chile y sus filiales al 31 de diciembre de 2017 y 2016, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo, por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2015 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable y de aquellos activos no corrientes y grupos en desapropiación disponibles para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios, que se registran al menor entre el valor contable y el valor razonable menos costos de venta (ver Notas 3.g y 3.j).

Estos estados financieros consolidados se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional de la matriz y de presentación del Grupo. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.7 y 3.m.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2017:

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmienda a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas *El objetivo de las enmiendas a NIC 12 "Impuesto a las Ganancias" es aclarar la contabilización de activos por impuesto diferidos procedentes de pérdidas no realizadas relacionadas con instrumentos de deuda medidos a valor razonable.*	1 de enero de 2017.
Enmienda a NIC 7: Iniciativa sobre información a revelar *Las modificaciones a NIC 7 "Estado de Flujos de Efectivo" forman parte de la iniciativa del IASB para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones introducen requerimientos adicionales de revelación a cerca de las actividades de financiación del estado de flujos de efectivo.*	1 de enero de 2017.
Mejoras a las NIIF (Ciclo 2014-2016) *Corresponde a una serie de enmiendas de alcance limitado que aclaran, corrigen o eliminan una redundancia en la NIIF 12 "Información a revelar sobre participaciones en otras entidades".*	1 de enero de 2017.

Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2017, no han tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2018 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Nuevas Normas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
NIIF 9: *Instrumentos Financieros*	1 de enero de 2018.
NIIF 15: *Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes*	1 de enero de 2018.
NIIF 16: *Arrendamientos*	1 de enero de 2019.
CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas	1 de enero de 2018.
CINIIF 23: Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias	1 de enero de 2019.

- **NIIF 9 “Instrumentos Financieros”**

En julio de 2014, el IASB emitió la versión final de la NIIF 9, que reemplaza a la NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición” y sustituye a todas las versiones anteriores del nuevo estándar. La NIIF 9 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y se permite su adopción anticipada. La compañía adoptará la norma en la fecha de aplicación efectiva sin reexpresar períodos anteriores, reconociendo el efecto acumulado de su aplicación inicial como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda).

La NIIF 9 reúne los resultados de las tres fases del proyecto del IASB sobre instrumentos financieros: clasificación y medición, deterioro y contabilidad de cobertura.

Enel Generación Chile llevó cabo una evaluación detallada de los tres aspectos de la norma y su impacto en los estados financieros consolidados del Grupo. Esta evaluación se basa en la información actualmente disponible y, por lo tanto, puede estar sujeta a cambios derivados de información adicional disponible durante el 2018.

i) Clasificación y medición

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

- costo amortizado, si los activos financieros se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es obtener flujos de efectivo contractuales;

- valor razonable con cambios en otro resultado integral, si los activos financieros se mantienen en un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros; o

- valor razonable con cambios en resultados, categoría residual que comprende los instrumentos financieros que no se mantienen bajo uno de los dos modelos de negocio indicados anteriormente, incluyendo aquellos mantenidos para negociar y aquellos designados a valor razonable en su reconocimiento inicial.

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

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

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

ii) Deterioro de valor

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

El nuevo modelo de deterioro se aplicará a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumento de patrimonio. Bajo NIIF 9, las estimaciones de pérdidas por deterioro se medirán en base a:

- las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses, o

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

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

En base a la nueva metodología de estimación de pérdidas crediticias esperadas, el Grupo ha determinado que la aplicación de los requerimientos de deterioro de valor de la NIIF 9 al 1 de enero de 2018, no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile y filiales.

iii) Contabilidad de cobertura

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

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

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

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

El trabajo de implementación del nuevo modelo incluyó la evaluación de las relaciones de cobertura existentes y el análisis de nuevas estrategias que puedan ser aplicadas bajo la nueva norma. El Grupo considera que todas las relaciones de cobertura existentes al 31 de diciembre de 2017, y que han sido designadas como coberturas eficaces, seguirán siendo aptas para la contabilidad de cobertura de acuerdo con NIIF 9. Del mismo modo, las coberturas no contables, seguirán midiéndose a valor razonable con cambio en resultados bajo la nueva norma.

- **NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”**

El IASB emitió en mayo de 2014 la NIIF 15, norma aplicable a todos los contratos con clientes, con algunas excepciones (contratos de arrendamiento y seguros, instrumentos financieros e intercambios no monetarios), que reemplaza a todas las normas actuales relacionadas con el reconocimiento de ingresos:

- NIC 11 *Contratos de Construcción*;
- NIC 18 *Ingresos de Actividades Ordinarias;*
- CINIIF 13 *Programas de Fidelización de Clientes;*
- CINIIF 15 *Acuerdos para la Construcción de Inmuebles;*
- CINIIF 18 *Transferencias de Activos procedentes de Clientes; y*
- SIC-31 *Ingresos—Permutas de Servicios de Publicidad.*

Se requiere aplicar la norma para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose su adopción anticipada. El Grupo adoptará la norma en la fecha de aplicación efectiva mediante el método retroactivo modificado, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial de la norma, como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) en la fecha de aplicación inicial. Según este método, la norma es aplicable sólo a contratos que no estén terminados al 1 de enero de 2018 y no se requiere re-expresar períodos comparativos.

Este nuevo estándar establece un marco general para el reconocimiento y medición de los ingresos de actividades ordinarias, basado en el principio de que los ingresos se reconocen por un monto que refleje la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. Este principio fundamental debe ser aplicado en base a un modelo de cinco pasos: (1) identificación del contrato con el cliente; (2) identificación de las obligaciones de desempeño del contrato; (3) determinación del precio de la transacción; (4) asignación del precio de la transacción a las obligaciones de desempeño; y (5) reconocimiento de los ingresos cuando (o a medida que) se satisfacen las obligaciones de desempeño.

La NIIF 15 requiere revelaciones más detalladas que las normas actuales, con el fin de proporcionar información más completa sobre la naturaleza, importe, calendario y certidumbre de los ingresos y flujos de efectivo derivados de los contratos con clientes. Los requisitos de divulgación representan un cambio importante respecto a la práctica actual y aumentan significativamente el volumen de revelaciones a incluir en los estados financieros del Grupo.

En abril de 2016, el IASB emitió enmiendas a la NIIF 15, clarificando algunos requerimientos y proporcionando soluciones prácticas adicionales para la transición. Las modificaciones tienen la misma fecha de aplicación obligatoria que la norma, es decir, 1 de enero de 2018.

El Grupo llevó a cabo un proyecto de implementación, para identificar y medir los posibles impactos de la aplicación de la NIIF 15 en sus estados financieros consolidados. Este proyecto involucró la identificación de todos los flujos de ingresos de actividades ordinarias de Enel Generación Chile y sus filiales, conocimiento de las prácticas tradicionales del negocio, una evaluación exhaustiva de cada tipología de contratos con clientes y la determinación de la metodología de registro de estos ingresos bajo las normas vigentes. La evaluación se desarrolló con especial atención en aquellos contratos que presentan aspectos claves de la NIIF 15 y características particulares de interés del Grupo, tales como: identificación de las obligaciones contractuales; contratos con múltiples obligaciones y oportunidad del reconocimiento; contratos con contraprestación variable; componente de financiación significativo, análisis de principal versus agente; existencia de garantías de tipo servicio; y capitalización de los costos de obtener y cumplir con un contrato.

El Grupo Enel Generación Chile posee participación directa e indirecta en los negocios de generación y transmisión de energía eléctrica, y áreas a fin. Con base en la naturaleza de los bienes y servicios ofrecidos y las características de sus flujos de ingresos, el Grupo no espera que la aplicación de la NIIF 15 resulte en un impacto significativo en los estado financieros consolidados de Enel Generación Chile y filiales.

- Venta y transporte de electricidad: la principal fuente de ingresos ordinarios de Enel Generación Chile está relacionada con la venta de una serie de bienes o servicios cuyo control se transfiere a lo largo del tiempo, dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía. De acuerdo a los criterios establecidos por NIIF 15, el Grupo continuará reconociendo estos ingresos a lo largo del tiempo en lugar de hacerlo en un determinado momento.

- Venta de otros bienes y servicios: principalmente venta de bienes y servicios complementarios al negocio eléctrico, cuyo control es transferido al cliente en un determinado momento. El ingreso es reconocido en el momento en que el control del bien o servicio es transferido al cliente, es decir cuando el cliente obtiene sustancialmente todos los beneficios del activo y la capacidad para dirigir su uso. La aplicación de la norma no modificará el calendario o la cantidad de ingresos reconocidos en virtud de estos acuerdos.

El Grupo está evaluando los cambios y mejoras que serán necesarios en los sistemas, controles internos, políticas y procedimientos, para cumplir con los nuevos requerimientos de información a revelar de la NIIF 15.

- **NIIF 16 "Arrendamientos"**

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 por el IASB, y establece los principios para el reconocimiento, medición y presentación de los arrendamientos, y sus revelaciones asociadas. La nueva norma sustituye a la actual NIC 17 *"Arrendamientos"* y a sus interpretaciones: CINIIF 4 *"Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento"*, " SIC 15 *"Arrendamiento operativos – incentivos"*, SIC 27 *"Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento"*.

La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. La adopción anticipada está permitida para las compañías que aplican la NIIF 15 antes de la fecha de aplicación inicial de NIIF 16. El grupo no tiene previsto adoptar la norma anticipadamente.

Aunque la NIIF 16 no modifica la definición de un contrato de arrendamiento establecida en la NIC 17, el cambio principal se representa mediante la introducción del concepto de control dentro de esa definición. Respecto al tratamiento contable para el arrendador y el arrendatario la nueva norma establece lo siguiente:

i) Contabilidad del arrendatario: la NIIF 16 requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo, similar a la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. Esto es, en la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario reconocerá en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso del bien y un pasivo por las cuotas futuras a pagar, y en el estado de resultados la depreciación por el activo involucrado separadamente del interés correspondiente al pasivo relacionado. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo.

ii) Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto al modelo vigente de la NIC 17. El arrendador continuará clasificando los arrendamientos bajo los mismos principios de la norma actual, como arrendamientos operativos o financieros.

La NIIF 16 plantea una serie de soluciones prácticas para la transición, tanto para la definición de arrendamiento como para la aplicación retroactiva de la norma. El Grupo aún no ha decidido si utilizará alguna o todas las soluciones prácticas.

El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de NIIF 16 en sus estados financieros consolidados. El efecto cuantitativo dependerá, entre otras cosas, del método de transición elegido, de en qué medida el Grupo utilice las soluciones prácticas y las exenciones de reconocimiento, y de cualquier arrendamiento adicional que el Grupo celebre en el futuro.

- **CINIIF 22: “Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas”**

Esta interpretación aborda la forma de determinar la fecha de transacción a efectos de establecer el tipo de cambio a utilizar en transacciones en moneda extranjera, cuando la contraprestación se paga o se recibe antes de reconocer los ingresos, gastos o activos relacionados. A estos efectos, la fecha de la transacción es la fecha en que una entidad reconoce inicialmente el activo o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada.

La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose su aplicación anticipada.

El grupo estima que la nueva interpretación no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile y filiales.

- **CINIIF 23: “Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias”**

En junio de 2017, el IASB emitió esta interpretación para aclarar la aplicación de los criterios de reconocimiento y medición de la NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos a aplicar. La interpretación aborda los siguientes temas: aplicación conjunta o independiente de los tratamientos tributarios; los supuestos a realizar sobre la revisión de los tratamientos impositivos por las autoridades fiscales; cómo determinar la ganancia (pérdida) tributaria, las bases imponibles, pérdidas tributarias no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas impositivas; y cómo considerar los cambios en hechos y circunstancias.

La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la CINIIF 23 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

Mejoras y Enmiendas	**Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:**
Mejoras a las NIIF (Ciclo 2014-2016) *Corresponde a una serie de enmiendas de alcance limitado que aclaran, corrigen o eliminan una redundancia en las siguientes normas: NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF” y NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos”.*	1 de enero de 2018.
Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones *Estas modificaciones especifican los requerimientos contables respecto a: i) condiciones de cumplimiento cuando los pagos basados en acciones se liquidan en efectivo; ii) clasificación de transacciones de pago basados en acciones, netas de retención de impuestos sobre la renta; y iii) modificación de los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia su clasificación de transacción liquidada en efectivo a transacción liquidada con instrumentos de patrimonio.*	1 de enero de 2018.
Enmienda a NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión *El IASB emitió esta enmienda para aclarar que un cambio en la intención de la administración no es suficiente por sí misma para justificar la reclasificación de bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo, en bienes de inversión; esta reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso de bien.*	1 de enero de 2018.

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmienda a NIIF 9: Características de cancelación anticipada con compensación negativa *Esta enmienda permite a las compañías medir activos financieros, cancelados anticipadamente con compensación negativa, a costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral si se cumple una condición especifica; en lugar de hacerlo a valor razonable con cambios en resultados.*	1 de enero de 2019.
Enmienda a NIC 28: Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos *El IASB emitió estas modificaciones para aclarar que las entidades deben contabilizar las participaciones a largo plazo en una asociada o negocio conjunto, a la que no se aplica el método de la participación, utilizando la NIIF 9.*	1 de enero de 2019.
Mejoras a las NIIF (Ciclo 2015-2017) *Corresponde a una serie de enmiendas de alcance limitado que aclaran la redacción, corrigen o eliminan un descuido o conflicto menor entre las siguientes normas: NIIF 3 "Combinación de Negocios", NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos", NIC 12 "Impuesto a las ganancias" y NIC 23 "Costos por préstamos".*	1 de enero de 2019.
Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos *La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados" y la NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos" respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.* *El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación.*	Por determinar.

La Administración estima que las enmiendas y mejoras pendientes de aplicación, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile y filiales.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Gerencia de la Sociedad, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.d).

- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.g).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.d).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.l.1 y 22).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g y 19).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 6.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.l).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas filiales de Enel Generación Chile que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver Nota 3.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio y estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.3.1 Cambios en estimaciones contables

La Sociedad ha efectuado un nuevo estudio de las vidas útiles asignadas a los principales componentes de las Propiedades, Plantas y Equipos del Grupo. Dicho estudio ha otorgado evidencia suficiente para concluir que era necesario ajustar la vida útil remanente de ciertos activos, de tal forma que éstas reflejaran de mejor forma el período de tiempo durante el cual se espera que estos activos estarán disponibles para su uso.

Considerando lo anterior, a contar del 1 de enero de 2017, Enel Generación Chile modificó la vida útil remanente de ciertos elementos de sus Propiedades, Plantas y Equipos. Este cambio de estimación contable, originó un menor gasto por depreciación por M$ 11.023.983 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017.

2.4 Sociedades Filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enel Generación Chile S.A., directa o indirectamente. El control se ejerce si, y solo si, están presente los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel Generación Chile tiene poder sobre sus filiales cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativa los rendimientos de la filial.

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

Las entidades filiales se consolidan por integración global, tal como se describe en la Nota 2.7.

En el Anexo N°1 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades que componen el Grupo Enel Generación Chile”, se describe la relación de la Sociedad con cada una de sus filiales.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

Con fecha 1 de marzo de 2016, en el marco del proceso de reorganización societaria y como consecuencia de la operación de división descrita en la Nota 5.3, se ha producido la baja de la totalidad de las sociedades que formaban parte del negocio de generación fuera de Chile, las cuales se detallan en el Anexo 2. El impacto de esta operación sobre los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile se detalla en la Nota 5.3

2.4.2 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

Aunque el Grupo Enel Generación Chile posee una participación superior al 50% en Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., tiene la consideración de “negocio conjunto” ya que el Grupo, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce el control conjunto de la citada Sociedad. Al 31 de diciembre de 2017, la inversión que el Grupo posee en Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. ha sido clasificada como activo no corriente mantenido para distribuir a los propietarios (ver notas 3.j, 5.1. y 12)

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Generación Chile, directa o indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de votos potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada período, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Generación Chile S.A. o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.h.

En el Anexo N°3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enel Generación Chile con cada una de dichas sociedades.

2.6 Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.h.

- Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

Enel Generación Chile actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

En el anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enel Generación Chile con cada una de dichas sociedades.

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las sociedades filiales se consolidan, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades filiales, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades filiales, se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

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

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

   Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del período.

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

3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:

    a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

    b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

    c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

    d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral. (ver Nota 23.2).

4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libro en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

    Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a “Otras reservas”. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

Las Propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los 12 meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 15.4.a).

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 15.4.b).

- Los desembolsos futuros a los que Enel Generación Chile deberán hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. Enel Generación Chile revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 21).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en resultados como costo del período en que se incurren.

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro explicado en la Nota 3.d, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

Las Propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada (*)
Edificios	10-50
Planta y equipos	5-65
Equipamiento de tecnología de la información	3-15
Instalaciones fijas y accesorios	2-35
Vehículos de motor	5-10

Adicionalmente, para mayor información, a continuación se presenta una mayor apertura para la clase de plantas y equipos:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada (*)
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10-65
Equipo electromecánico	10-45
Centrales Carbón/Fuel	20-40
Centrales de Ciclo combinado	10-25
Renovables	20
Instalaciones de transporte gas natural:	
Gasoductos	20

(*) Ver nota 2.3.1

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la filial. Durante el período de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a pesos chilenos al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del período. (Ver Nota 3.d).

c) Activos Intangibles distintos de la Plusvalía

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en períodos anteriores se explican en la letra d) de esta Nota.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles, se reconocen en los resultados del período y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en períodos anteriores se explican en la letra d) de esta Nota

c.1) Gastos de investigación y desarrollo

Enel Generación Chile registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el período en que se incurran

c.2) Otros activos intangibles

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos, servidumbres de paso y derechos de agua. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 4 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan.

d) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGE a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperable de las Propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible, a nivel de cada UGE el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGE utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país. Al cierre de diciembre de 2017, la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fue de 3,1%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica. La tasa de descuento antes de impuestos, expresada en términos nominales, aplicada al cierre de diciembre de 2017 fue de 10,7%.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro “Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)” del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación, a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y solo sí, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en períodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no se revierten en períodos posteriores.

e) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Generación Chile analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el cumplimiento del contrato depende del uso de un activo específico y si el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo. Si se cumplen ambas condiciones, se separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que Enel Generación Chile actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

f) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

f.1) Activos financieros no derivados

Enel Generación Chile clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.h y 12) y los activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios, (Ver Nota 3.j), en cuatro categorías:

- **Préstamos y cuentas por cobrar:** las cuentas comerciales, otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a empresas relacionadas se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

  El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

- **Inversiones mantenidas hasta vencimiento**: aquellas que Enel Generación Chile tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.

- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

- **Activos financieros disponibles para la venta**: Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio.

  Estas inversiones se reconocen en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

  Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en la ganancia o pérdida del período.

  En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del período.

  Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

f.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Para determinar la necesidad de realizar un ajuste por deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría “Préstamos y cuentas por cobrar”, se provisionan los saldos sobre los cuales existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 8).

- Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías “Préstamos y cuentas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 7 y 19).

- En el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.f.1.

f.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. (Ver Nota 3.f.1).

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 19.2.b, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tasa de interés de mercado según la moneda de pago.

f.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por Enel Generación Chile corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si es negativo en el rubro “Otros pasivos financieros”. Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar”.

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- **Coberturas de valor razonable**: La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.

- **Coberturas de flujos de efectivo**: Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada “Coberturas de flujo de caja”. La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del subyacente directamente atribuibles al riesgo cubierto, se compensan con los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura, con una efectividad comprendida en un rango de 80%-125%.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.

- Las proyecciones futuras de Enel Generación Chile justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.

- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección de Enel Generación Chile.

- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” que mantiene formalizados Enel Generación Chile, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

El Grupo también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

f.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aún reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.

- La Sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.f.1).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.

f.7) Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, solo cuando:

- existe un derecho, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y

- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Estos derechos solo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

f.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiendo como tales las garantías concedidas por Enel Generación Chile y sus filiales a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 3.l; y

- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con la política de reconocimiento de ingresos de la Nota 3.p.

g) Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

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

Nivel 2: Inputs 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). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros y pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo “Bloomberg”);

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

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;

- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía;

- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o “Debt Valuation Adjustment (DVA)” y el riesgo de contraparte o “Credit Valuation Adjustment (CVA)”. La medición del “Credit Valuation Adjustment (CVA)” / “Debt Valuation Adjustment (DVA)” se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 19.3.

h) Inversiones contabilizadas por el método de la participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total que representa la participación de Enel Generación Chile en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con las filiales, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte de Enel Generación Chile S.A. de reponer la situación patrimonial de la Sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a Enel Generación Chile conforme a su participación, se registran en el rubro “Participación en ganancia (pérdida) de Asociadas contabilizadas por el método de participación”.

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enel Generación Chile con cada una de estas entidades.

i) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior. El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

j) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenido para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, plantas y equipos, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o
- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupos de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable, la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y deben haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan de venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada “Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios” y los respectivos pasivos en una única línea denominada “Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios”.

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y:

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- es una entidad filial adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada “Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas”, así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

k) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro “Patrimonio Total” del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: “Ganancias (pérdida) acumuladas”, sin afectar la ganancia o pérdida del período.

l) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requiera un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

I.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.

Enel Generación Chile y algunas filiales tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, relacionados con planes de prestación definida están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones, son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran directamente como componente de “Otro resultado integral”.

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Enel Generación Chile ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de “Otro resultado integral” netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrían clasificarse como pasivos no corrientes.

o) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades de Enel Generación Chile y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios ; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen solo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales Enel Generación Chile pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro “Gasto por impuestos a las ganancias”, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan las correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y solo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

p) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad.

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo y, en función del tipo de transacción, se siguen los siguientes criterios para su reconocimiento:

- Generación de energía eléctrica: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal determinado en el mercado spot, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros. (ver Nota 2.3 y Nota 24).

Solo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera.

Los ingresos ordinarios procedentes de la venta de bienes se contabilizan atendiendo al fondo económico de la operación y se reconocen cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes;
- la entidad no conserva para sí ninguna implicación en la gestión de los bienes vendidos, en el grado usualmente asociado con la propiedad, ni retiene el control efectivo sobre los mismos;
- el monto de los ingresos ordinarios puede medirse con fiabilidad;
- es probable que los beneficios económicos asociados con la transacción fluyan hacia la entidad; y
- los costos incurridos, o por incurrir, asociados con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad.

Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

En contratos en los que Enel Generación Chile realizará múltiples actividades generadoras de ingresos (contratos de elementos múltiples), los criterios de reconocimiento será de aplicación a cada componente separado identificable de la transacción, con el fin de reflejar la sustancia de la transacción, o de dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas de tal manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones. Enel Generación Chile excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

Los intercambios o permutas de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza y valor similar no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

Enel Generación Chile registra por el monto neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros, se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

Los gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

q) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si en alguna ocasión fuere el caso.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, respectivamente, deducido la parte del mismo correspondiente a las participaciones no controladoras, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo.

r) Dividendos

El artículo N° 79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dada la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Generación Chile, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro “Cuentas por pagar comerciales y Otras cuentas por pagar” y en el rubro “Cuentas por pagar a entidades relacionadas”, según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor “Patrimonio Total” en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

s) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinado por el método directo utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- **Flujos de efectivo**: entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

1) Marco Regulatorio

En Chile, el sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos N°20.018, contenida en el DFL Nº 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. Nº 327 de 1998.

La principal autoridad en materia energética es el Ministerio de Energía, que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Nació el 1 de febrero de 2010 como organismo autónomo, luego de años de ser parte del Ministerio de Minería.

Bajo dependencia del Ministerio de Energía, se encuentra el organismo regulador del sector eléctrico (la Comisión Nacional de Energía) y el ente Fiscalizador (la Superintendencia de Electricidad y Combustibles). El Ministerio cuenta, además, con la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), con la Agencia de Eficiencia Energética y el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES), el que en noviembre de 2014 reemplazó al Centro de Energías Renovables (CER).

La Comisión Nacional de Energía (CNE) posee la autoridad para proponer tarifas reguladas, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación. Por su parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas.

Adicionalmente, la legislación contempla un Panel de Expertos, conformado por profesionales expertos, cuya función primordial es pronunciarse sobre las discrepancias que se produzcan en relación con materias establecidas en la Ley Eléctrica y en la aplicación de otras leyes en materia energética, mediante dictámenes de efecto vinculante.

La Ley establece un Coordinador Eléctrico Nacional, organismo independiente de derecho público, a cargo de la operación y coordinación del sistema eléctrico chileno cuyos objetivos principales son: i) Preservar seguridad del servicio, ii) Garantizar operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico y iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus principales actividades se destaca: coordinar el Mercado Eléctrico, autorizar conexiones, gestionar servicios complementarios, implementar sistemas de información pública, monitorear la competencia y la cadena de pagos, entre otros.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en tres sistemas eléctricos principales: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SEN se conformó por la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), en noviembre de 2017. Hasta la interconexión, el SIC constituía el principal sistema del país, que se extendía longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. Por su parte, el SING cubría la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km.

En la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades: Generación, Transmisión y Distribución. Las instalaciones eléctricas asociadas a estas tres actividades tienen obligación de operar en forma interconectada y coordinada, con el objetivo principal de proveer energía eléctrica al mercado al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica.

Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

En el mercado eléctrico se transan dos productos (Energía y Potencia) y se prestan diversos servicios. En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de efectuar los balances, determinar las transferencias correspondientes entre generadores y calcular del costo marginal horario, precio al cual se valorizan las transferencias de energía. Por otra parte, la CNE determina los precios de la Potencia.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquellos clientes que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW. Sin perjuicio de ello, los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

Límites a la integración y concentración

En Chile existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

1.1 Segmento de Generación

Las empresas de generación deben operar de forma supeditada al plan de operación del Coordinador. No obstante, cada compañía puede decidir libremente si vender su energía y potencia a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

(i) **Clientes libres,** que son aquellos usuarios que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 KW, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores, o bien, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.

(ii) **Empresas Distribuidoras**, distinguiendo suministro de sus clientes regulados y libres. Para el suministro de sus clientes regulados, las empresas distribuidoras compran energía a las empresas generadoras mediante un proceso de licitaciones públicas reguladas por la CNE, mientras que, para el suministro de sus clientes libres, lo hacen a través de contratos bilaterales.

(iii) **Empresas Generadoras**, en Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el Coordinador Eléctrico Nacional en forma anual, en función de la normativa vigente, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que depende principalmente de la disponibilidad tanto de las instalaciones propiamente tal, como del recurso de generación según la tecnología.

Energías renovables no convencionales

- La Ley 20.257 de abril de 2008, incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obligó a los generadores a que, entre 2010 y 2014, al menos un 5% de su energía comercializada con clientes proviniera de fuentes renovables, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, hasta alcanzar un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

1.2 Segmento de Transmisión.

Los sistemas de transmisión se encuentran conformados por las líneas y subestaciones que forman parte de un sistema eléctrico y que no correspondan a instalaciones de distribución. Se encuentran divididos en cinco segmentos: Transmisión Nacional, Transmisión para Polos de Desarrollo, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada y Sistemas de Interconexiones Internacionales.

Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de Transmisión Nacional y Zonal se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad cuadrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

La planificación de los sistemas de Transmisión Nacional y Zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, para lo cual el Coordinador Eléctrico Nacional emite anualmente un plan de expansión, que debe ser aprobado por la CNE.

Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas y obras de ampliación de instalaciones existentes. En el caso de obras nuevas se considera la realización de licitaciones abiertas, quedando el adjudicatario con la propiedad de la instalación. En el caso de obras de ampliación de instalaciones existentes, el propietario de la instalación original es también propietario de su ampliación y tiene obligación de licitar su construcción.

La remuneración de las ampliaciones corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. A partir el año 21, la remuneración de esas instalaciones de transmisión se determina como si fueran instalaciones existentes.

1.3 Segmento de Distribución.

El segmento de distribución corresponde a las instalaciones eléctricas destinadas al suministro de electricidad a clientes finales, a un voltaje no superior a 23 kw.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, teniendo obligación de prestar servicio a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5000kW que ejerzan su opción de optar por tarifa libre). Cabe señalar, que los clientes con tarifa libre pueden negociar su suministro con cualquier suministrador (distribuidora o generadora), debiendo pagar un peaje regulado por uso de la red de distribución.

Respecto al suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos de licitación son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de 5 años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda la autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo. Existe, además, un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas, cada cuatro años, sobre la base de estudios de costos para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD). La determinación del VAD se basa en un esquema de empresa modelo eficiente y el concepto de área típica.

En efecto, para el proceso de determinación del VAD, la CNE clasifica a las empresas con costos de distribución similares en grupos denominados “áreas típicas”. Por cada área típica, tanto la CNE como las empresas de distribución, encargan estudios a consultores independientes, con el fin de determinar los costos asociados a una empresa modelo eficiente, considerando costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

El VAD se obtiene ponderando los resultados de los estudios encargados por la CNE y por las empresas a razón 2/3 – 1/3, respectivamente. Con ese resultado, la CNE estructura tarifas básicas y verifica que la rentabilidad del agregado de la industria se encuentre en el rango establecido de 10% con un margen del ±4%.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del VAD, la revisión de los Servicios Asociados no consistentes en suministros de energía que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia califique como sujetos a regulación tarifaria.

El modelo tarifario de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con nueve fijaciones tarifarias realizadas desde la privatización del sector.

2) Temas Regulatorios 2017

Plan Normativo CNE 2017.

Mediante Resolución Exenta N°23, de fecha 13 enero 2017, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2017. El plan contempló modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, elaboración de Anexos Técnicos y de Normas Técnicas que aplican para las instalaciones de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica.

Reglamentos Publicados en 2017

Durante 2017 se publicaron diversos reglamentos asociados a la Ley de Transmisión (Ley 20.936). Los publicados a la fecha son: Reglamento de la Planificación Energética de largo plazo, Reglamento que fija los requisitos y el procedimiento aplicable a las solicitudes de intercambios internacionales de servicios eléctricos, Reglamento para la determinación de franjas preliminares para obras nuevas de los sistemas de transmisión, Reglamento para la determinación y pago de las compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico y Reglamento para la Dictación de Normas Técnicas que rijan los aspectos técnicos de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector eléctrico. Por otra parte en el mes de diciembre entró a Contraloría el Reglamento de Servicios Complementarios, el que se espera que sea publicado a principios de 2018.

Adicionalmente al trabajo reglamentario de la Ley de Transmisión, se publicó mediante Resolución Exenta N°659: Disposiciones técnicas para la implementación del Artículo N°8 de la Ley 20.870, que norma el pago de impuesto a las emisiones de centrales termoeléctricas indicadas en la Reforma Tributaria.

3) Procesos de suministro

Licitaciones

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han desarrollado tres procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02 y Licitación de Suministro 2017/01.

El proceso 2015/02 se inició en junio de 2015 y concluyó en octubre de ese año con la licitación y adjudicación de 3 bloques por 1.2 TWh/año (100%) y precio medio de licitación de 79.3$US/MWh.

El proceso 2015/01 se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación y culminó en julio de 2016 con la adjudicación de un total de 12.4 TWh/año (100%) a 84 empresas a un precio promedio ponderado de 47,6 US$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado.

El principal adjudicatario del proceso 2015/01 correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 5.9 TWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

El proceso 2017/01 se inició en enero de 2017 con el Llamado a Licitación y culminó en noviembre de 2017 con la adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 2.200 GWh/año (100%) a 5 empresas a un precio promedio ponderado de 32.5$US/MWh.

Al igual que el proceso anterior, el principal adjudicatario correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 1.2 TWh/año, representando el 54% del total adjudicado.

5. ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA O COMO MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS.

5.1 Proceso de Liquidación de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. - Activos no corrientes o Grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios.

Enel Generación Chile posee un 51% de participación en Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (en adelante "Hidroaysén"), sociedad que tenía como objeto social el desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un Proyecto hidroeléctrico en la XI región de Aysén, Chile.

Con fecha 17 de noviembre de 2017, el Directorio de Hidroaysén acordó el cese de actividades de la sociedad y el término del Proyecto eléctrico Hidroaysén. La decisión se fundamentó en que el valor de la inversión en generación y transmisión previsto para el Proyecto eléctrico, sus costos de explotación asociados y las perspectivas de mercado a largo plazo, permitieron concluir que el Proyecto no es factible en términos económicos, en todos los posibles escenarios de evaluación. Adicionalmente, se consideró que la envergadura de la inversión y sus riegos asociados, incluidos los judiciales y administrativos, agregaría un segundo factor de incertidumbre que impide definitivamente seguir adelante con el Proyecto.

Con fecha 7 de diciembre de 2017 se celebró una Junta Extraordinaria de Hidroaysén., en la cual se acordó la disolución anticipada de la misma y cómo se llevará a cabo el proceso de liquidación de los bienes de la sociedad. El proceso de liquidación contempla una distribución de activos a los accionistas y se prevé finalizará durante el primer semestre de 2018.

Al 31 de diciembre de 2017 y como consecuencia de lo anterior, la Inversión que Enel Generación Chile posee en Hidroaysén calificó como un activo no corriente mantenido para distribuir a los propietarios y, tal como se describe en nota 3.j), su valorización corresponde al menor de su valor libros o su valor razonable menos los costos de distribución. El detalle de dicha valorización se detalla como sigue:

Patrimonio de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Participación	Valor de inversión en Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.
M$	%	M$
8.245.555	51,00%	4.205.232

Es importante destacar que, al cierre del ejercicio 2014 Enel Generación Chile registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén. por un monto de M$ 69.066.857 (ver nota 12.1 c).

- **Información financiera adicional sobre de Hidroaysén:**

Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	31-12-2017 M$
Total de Activos corrientes	355.835
Efectivo y equivalentes de efectivo	355.446
Total de Activos no corrientes	8.030.172
Terrenos	8.030.172
Total de Pasivos corrientes	139.182
Otros gastos fijos de explotación	(8.144.855)
Ingresos procedentes de intereses	24.829
Ganancia (pérdida)	(8.193.671)

5.2 Proceso de venta Electrogas S.A. - Activos no corrientes o Grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.

Con fecha 16 de diciembre de 2016, Enel Generación Chile acordó y suscribió un contrato de compraventa de acciones con Aerio Chile SpA (“Aerio Chile”), sociedad que es de total propiedad (indirecta) de REN –Redes Energeticas Nacionais, S.G.P.S., S.A., en virtud del cual Enel Generación Chile vendería la totalidad de la participación de que era titular en Electrogas S.A., representativa de un 42,5% del capital de dicha sociedad. El precio acordado ascendió a la cantidad de USD 180 millones, el cual se pagaría en la fecha de cierre de la referida transacción.

La venta de esta participación a Aerio Chile estaba sujeta al cumplimiento de condiciones habituales para este tipo de transacciones, incluyendo la falta de ejercicio del derecho de adquisición preferente por parte de los demás accionistas de Electrogas S.A., de conformidad con los términos y condiciones establecidos en el pacto de accionistas suscrito entre los accionistas de dicha sociedad.

Al 31 de diciembre de 2016, el saldo de la inversión de Enel Generación Chile en Electrogas ascendió a M$ 12.993.008 y, siguiendo el criterio descrito en nota 3.j), fue clasificada como un activo no corriente disponible para la venta.

Finalmente, la venta se perfeccionó el 7 de febrero de 2017, el valor recaudado ascendió a M$ 115.582.806 y originó una ganancia antes de impuestos de M$ 105.311.912 (ver notas 6.c y 29, respectivamente).

Electrogas S.A. tiene por objeto prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, por cuenta propia o ajena, para lo cual puede construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.

5.3 Proceso de reorganización societaria.

I. Antecedentes generales

Con fecha 28 de abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS, mediante un hecho esencial, que el Directorio de su entonces matriz directa, Enersis S.A. (actualmente Enel Américas S.A.), le comunicó que resolvió iniciar los trabajos de análisis de una reorganización societaria, tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile, por Enersis S.A. y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) y Chilectra S.A. (actualmente Enel Distribución Chile S.A.), manteniendo la pertenencia al Grupo Enel SpA.

Al respecto, en el mismo hecho esencial, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) (en adelante “Enel Generación Chile”) informó que acordó iniciar los estudios tendientes a analizar una posible reorganización societaria (“reorganización”) consistente en la división de la Sociedad, para la segregación de los negocios en Chile y fuera de Chile, y eventualmente una futura fusión de estos últimos en una sola sociedad. Además, se indicó que el objetivo de esta reorganización es la generación de valor para todos sus accionistas, que ninguna de estas operaciones requeriría el aporte de recursos adicionales de parte de los accionistas, que la posible reorganización societaria se estudiaría teniendo en consideración tanto el interés social como el de todos los accionistas, con especial atención al interés minoritario, y que de ser aprobada sería, en su caso, sometida a la aprobación de una Junta Extraordinaria de Accionistas.

Esta reorganización societaria consta de dos fases:

- la división de Enersis S.A., y sus filiales Endesa Chile y Chilectra de forma que queden separados, por un lado los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile, y

- la ulterior fusión de las sociedades propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile. En esta operación Enersis S.A. absorbería por fusión a Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., sociedades que surgirían a partir de la división de Endesa Chile y Chilectra, respectivamente.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile resolvió aprobar la división de la compañía, sujeta a las condiciones suspensivas consistentes en la aprobación de las divisiones de Enersis S.A. y Chilectra S.A. por parte de sus respectivas Juntas Extraordinarias de Accionistas, además de las correspondientes tramitaciones legales de sus actas y otros asuntos relacionados. Adicionalmente, se aprobó que la división tendrá efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue una escritura pública de cumplimiento de condiciones de la división.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Endesa Chile y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Endesa Américas S.A., a la cual se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados a las actividades fuera de Chile. Consecuentemente, se verificó la correspondiente disminución de capital de Endesa Chile y demás reformas de estatutos (ver Nota 23). En esta misma fecha los activos y pasivos de Endesa Chile fueron transferidos a Enersis Chile S.A. (actualmente Enel Chile S.A.), sociedad que surgió de la división de Enersis S.A., y a la cual le fueron asignado los negocios de generación y distribución en Chile.

II. Aspectos contables

A contar del 31 de diciembre de 2015, fecha en que se cumplieron los requisitos establecidos en la NIIF 5 “Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuadas”, la compañía efectuó los siguientes registros contables:

i) Activos y pasivos

Todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación y distribución fuera de Chile (Enel Brasil, filiales de distribución) fueron considerados como “Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios”, o como “Pasivos no corrientes o grupo de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, según corresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la nota 3.j.

A continuación se presentan los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios al 1 de Marzo de 2016, fecha en que se materializó la división de Enel Generación Chile, y al 31 de diciembre de 2015.

	Traspaso a Mantenidos para distribuir a los propietarios 01-03-2016 M$	Traspaso a Mantenidos para distribuir a los propietarios 31-12-2015 M$
ACTIVOS		
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo	211.252.436	112.313.130
Otros activos financieros corrientes	4.026.343	5.641.903
Otros activos no financieros corriente	11.065.826	14.336.049
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	211.703.393	199.139.964
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	54.507.295	37.639.756
Inventarios	22.562.325	25.926.892
Activos por impuestos corrientes	1.180.380	50.966
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	**516.297.998**	**395.048.660**
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Otros activos financieros no corrientes	577.719	625.981
Otros activos no financieros no corrientes	2.764.888	3.239.510
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	220.651.649	230.824.700
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	441.310.088	446.338.964
Activos intangibles distintos de la plusvalía	29.219.975	31.083.689
Plusvalía	94.270.450	100.700.656
Propiedades, planta y equipo	2.481.383.742	2.663.590.814
Activos por impuestos diferidos	16.403.221	18.253.056
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	**3.286.581.732**	**3.494.657.370**
TOTAL DE ACTIVOS	**3.802.879.730**	**3.889.706.030**
PASIVOS		
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros corrientes	198.963.253	221.018.241
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	238.547.183	259.664.724
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	55.541.485	48.124.723
Otras provisiones corrientes	67.049.521	78.935.605
Pasivos por impuestos corrientes	69.623.615	65.310.111
Otros pasivos no financieros corrientes	1.797.957	1.951.294
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	**631.523.014**	**675.004.698**
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros no corrientes	908.367.472	896.924.119
Otras cuentas por pagar no corrientes	37.652.705	39.373.175
Otras provisiones no corrientes	33.922.531	36.473.503
Pasivo por impuestos diferidos	158.913.576	163.761.907
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	19.308.134	21.548.342
Otros pasivos no financieros no corrientes	17.547.661	18.698.412
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**1.175.712.079**	**1.176.779.458**
TOTAL PASIVOS	**1.807.235.093**	**1.851.784.156**

ii) Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución fuera de Chile (Enel Brasil, filiales de distribución), objeto de distribución a los propietarios, generados hasta la fecha de materialización de la división de Enel Generación Chile fueron considerados como operaciones discontinuadas y se presentan en el rubro “Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas” del estado de resultados integrales consolidado.

A continuación se presenta el desglose por naturaleza del rubro “Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas” al 29 de febrero de 2016 y 31 de diciembre 2015:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Operaciones Discontinuadas 29-02-2016	Operaciones Discontinuadas 31-12-2015
Ingresos de actividades ordinarias	229.074.809	1.238.466.148
Otros ingresos, por naturaleza	6.648.363	64.649.040
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	**235.723.172**	**1.303.115.188**
Materias primas y consumibles utilizados	(95.953.531)	(481.747.189)
Margen de Contribución	**139.769.641**	**821.367.999**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	1.187.538	11.937.667
Gastos por beneficios a los empleados	(11.608.563)	(85.228.546)
Gasto por depreciación y amortización	-	(108.405.664)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(906.638)	(4.813.372)
Otros gastos por naturaleza	(16.295.714)	(73.277.014)
Resultado de Explotación	**112.146.264**	**561.581.070**
Otras ganancias (pérdidas)	41.806	(508.842)
Ingresos financieros	2.779.987	59.300.320
Costos financieros	(21.056.624)	(87.794.374)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	6.375.719	38.679.661
Diferencias de cambio	25.485.086	96.180.972
Ganancia antes de impuestos	**125.772.238**	**667.438.807**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(46.199.793)	(256.249.256)
GANANCIA DE OPERACIONES DISCONTINUADAS	**79.572.445**	**411.189.551**
Atribuible a		
Ganancia de operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	39.759.035	180.546.069
Ganancia de operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	39.813.410	230.643.482
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	**79.572.445**	**411.189.551**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	247.120
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	(135.953.119)	(245.784.132)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	-	(441.549)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(213.919)	(1.897.437)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	(1.697.346)	(10.204.780)
Total Otro resultado integral de Operaciones Discontinuadas	**(137.864.384)**	(258.080.778)
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(33.070.495)	9.868.045
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	(25.221.444)	143.240.728
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	**(58.291.939)**	**153.108.773**

iii) Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

Los saldos acumulados en reservas por otros resultados integrales, asociadas a los activos y pasivos mantenidos para distribución a los propietarios, son los siguientes:

Reservas generadas por	29-02-2016 M$	31-12-2015 M$
Diferencias de cambio por conversión	(263.741.101)	(192.080.845)
Coberturas de flujo de caja	(8.696.789)	(8.022.483)
Remedición de activos disponibles para la venta	(118.662)	(118.662)
Otras reservas	(2.561.252)	(1.967.052)
Total	**(275.117.804)**	**(202.189.042)**

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución de energía fuera de Chile como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 32 “Información por segmento”.

iv) Flujos de efectivo

A continuación se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de operación, inversión y financiación atribuibles a las Operaciones discontinuadas durante el periodo terminado al 29 de febrero de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

El flujo de efectivo neto resumido	Operaciones Discontinuadas 29-02-2016	Operaciones Discontinuadas 31-12-2015
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	69.011.031	473.002.615
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(25.947.761)	(233.343.855)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	80.160.648	(430.690.847)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	**123.223.918**	**(191.032.087)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(24.284.612)	4.902.987
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**98.939.306**	**(186.129.100)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	112.313.130	298.442.231
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**211.252.436**	**112.313.130**

III. Otros antecedentes

Producto de la materialización de la división de Enel Generación Chile, se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 577 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (M$ 116.053.255, aproximadamente). Este impuesto, que se pagó durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Enel Generación Chile poseía en dicho país y que fueron transferidas a Endesa Américas S.A. La base de cálculo para la determinación del impuesto corresponde a la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones.

Cabe destacar que, por estar directamente vinculado a la transacción de división, el registro contable de este impuesto se ha realizado directamente en patrimonio neto, específicamente en Otras reservas, siguiendo la naturaleza de la transacción principal (transacción con los accionistas).

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Efectivo en caja	37.174	31.293
Saldos en bancos	29.018.083	24.787.424
Depósitos a plazo	5.963.417	17.325.478
Otros instrumentos de renta fija	176.008.467	72.342.284
Total	**211.027.141**	**114.486.479**

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 de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a pactos con compromiso de retrocompra, cuyo vencimiento es inferior a 90 días desde la fecha de inversión. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo	Moneda	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	$ Chilenos	190.978.864	105.038.095
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	$ Argentinos	6.263.344	4.807.406
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	US$ Estadounidenses	13.784.933	4.640.978
Total		**211.027.141**	**114.486.479**

c) Otro detalle por movimiento significativo:

Pérdida de Influencia significativa en Asociada	31-12-2017 M$
Importe recibido por la venta de Electrogas S.A (*)	115.582.806
Total	**115.582.806**

(*) Ver Nota 5.2

d) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo				Saldo al
	01-01-2017 M$	Provenientes M$	Utilizados M$	Intereses Pagados M$	Total M$	Cambios en valor razonable M$	Diferencias de cambio M$	Costos financieros M$	Otros cambios M$	31-12-2017 M$
Préstamos bancarios	4.172	-	(4.156)	(169)	(4.325)	-	-	262	-	**109**
Obligaciones con el público no garantizadas	802.306.161	-	(5.530.327)	(43.514.578)	(49.044.905)	-	(33.226.098)	43.544.427	-	**763.579.585**
Arrendamiento financiero	17.749.647	-	(1.781.064)	(811.172)	(2.592.236)	-	(1.359.668)	811.171	-	**14.608.914**
Instrumentos derivados de cobertura	23.640.893	-	-	(3.543.399)	(3.543.399)	(25.059.561)	(23.488.915)	3.473.938	(4.501.598)	**(29.478.642)**
Préstamos de empresas relacionadas	39.211	31.680.253	(31.680.253)	(805.551)	(805.551)	-	-	767.325	-	**985**
Otras Cuentas por pagar	-	-	-	(1.305.388)	(1.305.388)	-	-	1.305.388	-	-
Total	**843.740.084**	**31.680.253**	**(38.995.800)**	**(49.980.257)**	**(57.295.804)**	**(25.059.561)**	**(58.074.681)**	**49.902.511**	**(4.501.598)**	**748.710.951**

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es la siguiente:

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Inversiones Disponibles para la Venta que cotizan	-	-	6.353	407
Inversiones Disponibles para la Venta no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.595.342	2.616.240
Instrumentos Derivados Cobertura (*)	20.038.433	121.443	30.789.703	25.533.188
Instrumentos Derivados No Cobertura	402.716	-	-	-
Inversiones a mantener hasta el vencimiento	82.127	365.663	-	652.733
Total	**20.523.276**	**487.106**	**33.391.398**	**28.802.568**

(*) Ver Nota 19.2.a.

8. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	31-12-2017		31-12-2016	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	**219.436.824**	**1.032.923**	**261.754.397**	**6.788.437**
Cuentas comerciales, bruto	195.570.350	62.563	214.479.114	5.751.510
Otras cuentas por cobrar, bruto	23.866.474	970.360	47.275.283	1.036.927

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	31-12-2017		31-12-2016	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	**218.178.007**	**1.032.923**	**260.440.086**	**6.788.437**
Cuentas comerciales, neto	194.311.533	62.563	213.164.803	5.751.510
Otras cuentas por cobrar, neto	23.866.474	970.360	47.275.283	1.036.927

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 9.1.

b) Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Con antigüedad menor de tres meses	3.670.172	4.709.261
Con antigüedad entre tres y seis meses	386.333	6.014.819
Con antigüedad entre seis y doce meses	1.121.940	13.747.986
Total	**5.178.445**	**24.472.066**

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales por venta fueron los siguientes:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente M$
Saldo al 01 de enero de 2016	**1.549.192**
Montos castigados	(215.826)
Otros movimientos	(19.055)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**1.314.311**
Aumentos (disminuciones) del período	(55.494)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**1.258.817**

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones.

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715, de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 3 de febrero de 2012 (taxonomía XBRL). Ver Anexo 6.

- Información complementaria de cuentas comerciales: Ver Anexo 6.1.

9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

Las transacciones con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones con sociedades filiales han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre empresas relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

Cuentas por Cobrar							Saldo			
							Corrientes		No corrientes	
R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	42.378.091	35.228.094	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	10.673	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	26	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	94.981	15.840	-	-
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Perú	165.875	346.061	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	22	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	33	22.944	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	111	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	54.949	152.290	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	188.902	251.977	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Perú	-	341.948	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	US$	Chile	18.793.098	16.780.275	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	60.740	-	-
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	2	-	-
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	9	4.917	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	1.031.122	129.755	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	198	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	64	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH$	Brasil	2.068.594	2.097.313	-	-
Extranjera	PH Chucas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Costa Rica	432.233	1.614.168	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	España	-	587.224	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	U.F	España	36.067	36.067	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	16.994	142.926	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	8	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	21.075	-	-	-
Extranjera	Endesa España S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	España	13.077	13.077	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	41.487	243.946	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	23.182	-	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	50.594	98.353	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	8.430	-	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	75.956	81.377	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	21.075	-	-	-
Extranjera	Compania Energetica Veracruz S.A.C.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Perú	758.841	639.233	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	8.144	8.144	-	-
Extranjera	Enel S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	125.960	125.960	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Italia	20.751.713	22.321.017	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Venta de Gas	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Italia	21.484.590	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Italia	8.511	-	-	-
Extranjera	Empresa S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Colombia	13.746	29.989	-	-
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Perú	-	1.328.268	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	28.835	25.558	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	131.594	-	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	162.594	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Colombia	46.557	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Perú	17.410	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Brasil	47.124	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	México	152.495	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Perú	177.478	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	262.694	-	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	10.096	-	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Chile	82.830	-	-	-
		Total					109.797.820	82.727.781	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

Cuentas por Pagar							Saldo			
							Corrientes		No corrientes	
R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	$ Arg	Argentina	-	13.574	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	50.929	124	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	5.469.480	7.264.883	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH$	Chile	-	257.060	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Asociada	CH$	Chile	-	74.388	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	762.725	1.670.592	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	75.296.956	85.032.236	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	985	39.211	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	1.987	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	$ Col	Chile	-	14.457	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	CH$	Chile	8.100.426	4.872.264	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	682.650	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	2.568.900	1.285.768	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Compra de Carbón	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	España	-	486.180	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	España	236.925	379.731	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	España	-	-	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH$	España	97.601	183.607	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	6.768.023	-	318.518	-
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	3.271.180	-		
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Negocio Conjunto	CH$	Chile	72.965	-	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Compra de energía	Menos de 90 días	Negocio Conjunto	CH$	Chile	70.984	332.709	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria & Ricerca S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	-	6.343.845	-	251.527
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	65.826	48.432	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH$	Brasil	77.680	85.864	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	2.105.036	2.171.862	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	9.365	2.283	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	1.261.153	475	-	-
Extranjera	Enel S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Italia	128.811	79.990	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Italia	4.184.469	1.103.206	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	798.030	571.754	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	10.323.525	7.406.880	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	42.901	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	-	87.448	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	-	483.665	-	-
76.722.488-5	Empresa de Transmisión Chena S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	43.457	-	-	-
76.722.488-5	Empresa de Transmisión Chena S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	174.766	-	-	-
76.250.019-1	Enel Green Power Chile Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	80.231	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	357.579	-	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	$ Arg	Argentina	13.574	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Italia	469.376	-	-	-
		Total					122.862.944	121.018.039	318.518	251.527

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables es el siguiente:

Transacciones con efecto en resultados					Saldo al		
R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	374.922.466	374.962.639	337.882.270
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Matriz Común	Peajes	Chile	4.884.387	4.995.271	2.279.074
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	1.592.105	12.453	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Peajes	Chile	59.105	42.779	21.641
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	652	2.233	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	387.924	498.284	1.467.189
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Matriz Común	Préstamos	Chile	-	(1.589.749)	(4.545.877)
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	-	(979.655)	(6.283.408)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Servicios Prestados	Chile	-	1.134.766	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Préstamos	Chile	(754.401)	(420.867)	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(11.433.038)	(5.148.683)	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	-	(151.365)	(1.281.486)
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Argentina	-	1.879	15.903
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Peajes	Chile	6.585	6.294	1.907
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	-	19.901.620	69.490.689
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Colombia	-	(128.794)	(838.185)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	-	15.714	97.342
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	3.844	(17.587)	(142.605)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Préstamos	Colombia	-	11.355	(12.947)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Peajes	Colombia	-	(3.864.016)	(24.597.268)
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Peajes	Argentina	-	(56.368)	(525.165)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	-	16.304.643	71.454.196
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	-	(523.969)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	-	4.889.644	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Peajes	Perú	-	(102.171)	16.442.636
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Peajes	Perú	-	-	(1.747)
Extranjera	Endesa Latinoamericana S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	-	(12.388)	(89.075)
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Brasil	-	2.044.935	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	-	(66.297.066)	(15.030.911)
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Derivados de commodities	España	-	-	(2.144.063)
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	-	-	(23.329)
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	-	34.935	320.120
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Perú	-	(308.224)	(2.337.992)
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	98.421	222.826	608.437
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	-	(192)
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Préstamos	Perú	(135)	(520)	(27.502)
Extranjera	Enel Perú S.A.C.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	(181)	-	-
Extranjera	Enel Perú S.A.C.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	7.405	108.817	151.907
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Peajes	Colombia	-	(194.805)	(1.076.426)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	-	1.161.383	4.239.620
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Venta de Energía	Chile	-	2.356.971	3.260.734
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Servicios Recibidos	Chile	-	(37.162)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	-	960.390	650.390
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Peajes	Chile	-	(71.599)	151.088
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Matriz Común	Peajes	Argentina	-	(95.813)	(811.173)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Consumo de Gas	Chile	(194.163.392)	(116.391.269)	(123.964.573)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	-	(436)	81.749
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Transporte de Gas	Chile	-	(49.418.058)	(52.195.582)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	85.274	82.762	54.377
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(490.193)	(925.095)	(826.358)
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	210.198	159.606	17.780
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	914.613	248.136	286.833
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(5.095.279)	(5.064.692)	(5.713.909)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	162.672	-	2.292
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Peajes	Chile	(75.145)	(67.341)	(61.307)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Peajes	Chile	-	95.813	811.173
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Matriz Común	Servicios Prestados	Mexico	152.495	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Matriz	Servicios Recibidos	España	(6.115)	(167.186)	(363.777)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	-	-	(9.322)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Asociada	Peajes	Chile	(1.383.710)	(1.537.963)	(1.473.974)
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	528.740	48.337	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(104.860.690)	(34.954.457)	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	110.583	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Matriz Común	Peajes	Chile	288	-	-
Extranjera	PH Chucas S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Costa Rica	6.629	425.604	1.188.564
Extranjera	PH Chucas S.A.	Matriz Común	Préstamos	Costa Rica	(162.177)	-	-
Extranjera	Central Dock Sud S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Argentina	-	454	3.383
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Gas	España	10.394.146	18.655.911	14.604.841
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	(8.946.259)	(134.393)	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	España	-	-	226.509
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(538.067)	(471.210)	(502.332)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	128.626	129.418	153.158
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	54	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	17.710	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Matriz Común	Derivados de commodities	Italia	19.941.617	7.012.879	(833.366)
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	-	-	(216.437)
Extranjera	Endesa España S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	-	(7.528)	(74.767)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(25.957.247)	(26.796.385)	(26.456.123)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	109.643	49.477	217.448
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	19.481	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	123	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(16.630.421)	(14.802.199)	(14.929.463)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	144.589	697.970	670.035
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	17.710	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(53.357)	(35.362)	(289.186)
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	149.146	98.994	87.080
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	7.084	52.524	1.058.037
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	17	-	-
Extranjera	Comdania Energetica Veracruz S.A.C.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	283.346	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	94.045	(812.261)	(2.543.574)
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	46.557	-	-
Extranjera	Enel S.p.A	Matriz	Servicios Recibidos	Italia	-	(511.350)	(1.166.150)
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	745.818	-	-
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Matriz Común	Préstamos	Perú	(349)	-	-
Extranjera	Enel Perú S.A.C.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	(125.069)	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	-	(13.114)	-
76.536.351-9	Endesa Américas S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	641.087	-
Extranjera	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	-	(972)	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	1.866	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	132.577	-	-
76.722.488-5	Empresa de Transmisión Chena S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(218.223)	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Peajes de Gas	Chile	(251.099)	(3.625.100)	(3.296.956)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Consumo de Combustible	Chile	(25.025)	(553.905)	(952.044)
Extranjera	Chinango S.A.C.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	18.516	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Matriz Común	Servicios Prestados	Italia	262.694	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	10.552	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(456)	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	69.605	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil	Matriz Común	Servicios Prestados	Brasil	37.936	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Brasil	9.188	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	177.478	-	-
		Total			**45.909.551**	**122.176.626**	**231.835.882**

Los traspasos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones de mercado. Las cuentas por cobrar y pagar originadas por este concepto son esencialmente a 30 días, renovables automáticamente por períodos iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

9.2 Directorio y personal clave de la Gerencia.

Enel Generación Chile es administrada por un Directorio compuesto por nueve miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2016. En sesión de Directorio celebrada con fecha 28 de abril de 2016 fueron designados los actuales Presidente y Secretario del Directorio.

Con fecha 28 de agosto de 2017, se incorporó como miembro del directorio el señor Fabrizio Barderi.

Miembros del Directorio:

- Giuseppe Conti (Presidente)
- Francesco Giorgianni
- Mauro Di Carlo
- Umberto Magrini
- Luca Noviello
- Fabrizio Barderi
- Enrique Cibié Bluth
- Jorge Atton Palma
- Julio Pellegrini Vial

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen transacciones entre la Sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Generación Chile. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, se establecieron en la Junta Ordinaria de accionistas del año 2017.

De acuerdo a lo anterior dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

a. 174 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y

b. 84 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, con un máximo de quince sesiones anuales remuneradas.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales, la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director.

En el evento que un Director de Enel Generación Chile tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o coligadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas, nacionales o extranjeras, en las cuales el grupo empresarial ostente directa o indirectamente, alguna participación, solo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Generación Chile y/o de sus filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Generación Chile.

c) Comité de Directores

Cada miembro del Comité de Directores percibe una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

a. 58 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y

b. 28 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, con un máximo de quince sesiones anuales remuneradas.

Por la promulgación de la Ley N° 20.382 sobre perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos, se estableció la fusión del Comité de Directores y el Comité de Auditoría.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas por el Directorio al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31-12-2017		
			Directorio de Enel Generación M$	Directorio de Filiales M$	Comité de Directores M$
Giuseppe Conti (*)	Presidente	01/01/17 al 31/12/17	-	-	-
Francesco Giorgianni (*)	Director	01/01/17 al 31/12/17	-	-	-
Francesco Buresti (3) (*)	Director	01/01/17 al 27/06/17	-	-	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/17 al 31/12/17	95.729	-	32.648
Jorge Atton Palma	Director	01/01/17 al 31/12/17	95.729	-	32.648
Julio Pellegrini Vial	Director	01/01/17 al 31/12/17	95.729	-	32.648
Mauro Di Carlo (*)	Director	01/01/17 al 31/12/17	-	-	-
Umberto Magrini (*)	Director	01/01/17 al 31/12/17	-	-	-
Luca Noviello (*)	Director	01/01/17 al 31/12/17	-	-	-
Fabrizio Barderi (4) (*)	Director	28/08/17 al 31/12/17	-	-	-
Total			**287.187**	**-**	**97.944**

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31-12-2016		
			Directorio de Enel Generación M$	Directorio de Filiales M$	Comité de Directores M$
Giuseppe Conti (1) *	Presidente	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Enrico Viale (1) *	Presidente	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesco Giorgianni (2) *	Director	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya (2) *	Vicepresidente	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesco Buresti *	Director	01/01/16 al 31/12/16	-	-	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/16 al 31/12/16	98.102	-	29.796
Jorge Atton Palma	Director	01/01/16 al 31/12/16	98.102	-	29.796
Julio Pellegrini Vial (5)	Director	27/04/16 al 31/12/16	73.864	-	23.162
Mauro Di Carlo (5) *	Director	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Umberto Magrini (5) *	Director	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Luca Noviello (5) *	Director	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Felipe Lamarca Claro (5)	Director	01/01/16 al 27/04/16	28.744	-	6.634
Isabel Marshall Lagarrigue (5)	Director	01/01/16 al 27/04/16	28.744	-	-
Vittorio Vagliasindi (5) *	Director	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesca Gostinelli (5) *	Director	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
TOTAL			**327.556**	**-**	**89.388**

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31-12-2015		
			Directorio de Enel Generación M$	Directorio de Filiales M$	Comité de Directores M$
Enrico Viale	Presidente	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya	Vicepresidente	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Francesco Buresti	Director	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/15 al 31/12/15	91.432	-	32.038
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/15 al 31/12/15	91.432	-	32.038
Susana Carey Claro	Director	01/01/15 al 27/04/15	18.065	-	7.336
Isabel Marshall Lagarrigue	Director	01/01/15 al 31/12/15	91.432	-	-
Vittorio Vagliasindi	Director	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Alfredo Arahuetes García	Director	01/01/15 al 27/04/15	18.065	-	-
Jorge Atton Palma	Director	27/04/15 al 31/12/15	73.366	-	24.454
Francesca Gostinelli	Director	27/04/15 al 31/12/15	-	-	-
Total			**383.792**	**-**	**95.866**

(1) El Sr. Giuseppe Conti asumió como Presidente del Directorio el 27 de abril de 2016, en reemplazo del Sr. Enrico Viale.

(2) El Sr. Francesco Giorgianni asumió como Director el 27 de abril de 2016, en reemplazo del Sr. Ignacio Mateo Montoya.

(3) El Sr. Francesco Buresti desempeñó su cargo como Director hasta el 27 de junio de 2017.

(4) El Sr. Fabrizio Barderi asumió como Director el 28 de agosto de 2017.

(5) Los Señores Julio Pellegrini Vial, Mauro Di Carlo, Umberto Magrini y Luca Noviello asumieron como directores el día 27 de abril de 2016, en reemplazo de los Señores(as) Felipe Lamarca Claro, Isabel Marshall Lagarrigue, Vittorio Vagliasindi y Francesca Gostinelli.

(*) Los Señores(a) Giuseppe Conti, Enrico Viale, Francesco Giorgianni, Ignacio Mateo Montoya, Francesco Buresti, Mauro Di Carlo, Umberto Magrini, Luca Noviello, Vittorio Vagliasindi, Francesca Gostinelli y Fabrizio Barderi, renunciaron a sus honorarios y dietas como miembros del Directorio de Enel Generación Chile .

d) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

9.3 Retribución del personal clave de la Gerencia de Enel Generación Chile.

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la Gerencia.

RUT	Miembros de la Alta Dirección	
	Nombre	Cargo
24.789.926-K	Valter Moro	Gerente General
13.226.963-7	Juan Alejandro Candia Narvaez (1)	Gerente de Planificación y Control
7.012.475-0	Raúl Arteaga Errázuriz	Gerente de Administración y Finanzas
8.586.744-K	Luis Alberto Vergara Adamides	Gerente de Recursos Humanos
7.776.718-5	Luis Ignacio Quiñones Sotomayor	Fiscal
11.629.179-7	Humberto Espejo Paluz	Gerente de Trading y Comercialización
13.191.190-4	Claudio Helfmann Soto	Gerente de Desarrollo de Negocios
11.565.097-1	Bernardo Canales Fuenzalida	Ingeniería y Construcción Hidráulica
25.467.930-5	Michele Siciliano	Generación Térmica Chile
10.939.381-9	Claudio Ordenes Tirado	Ingeniería y Construcción Térmica
8.803.928-9	Carlo Carvallo Artigas	Generación Hidroeléctrica Chile

(1) El 1° de abril de 2017, el Sr. Juan Alejandro Candia Narváez asumió como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Jorge Burlando Bonino.

b) Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes.

Enel Generación Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la compañía. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a:

Remuneración devengada por el Personal de la Gerencia	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Remuneración	2.057.900	1.865.334
Beneficios a corto plazo para los empleados	550.238	553.550
Otros beneficios a largo plazo	321.692	252.533
Total	**2.929.830**	**2.671.417**

c) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia de Enel Generación Chile.

No existen garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia de Enel Generación Chile.

9.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.

No existen planes de retribuciones a la cotización de la acción al Directorio.

10. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

Clases de Inventarios	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Suministros para la producción	16.879.260	12.377.179
- Gas	2.301.172	2.159.901
- Petróleo	2.593.805	2.556.438
- Carbón	11.984.283	7.660.840
Repuestos	14.861.643	21.013.620
Total	**31.740.903**	**33.390.799**

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2017, las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustible ascienden a M$ 280.739.362 (M$ 295.148.838 y M$ 327.502.996 al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente) (ver nota 25).

Al 31 de diciembre de 2017, el rubro “Otros activos no financieros no corrientes” se presenta un saldo de M$ 12.853.459 (M$ 12.318.443 al 31 diciembre de 2016) de las cuales M$ 6.824.759 correspondientes a repuestos y materiales que serán utilizados en un horizonte superior a doce meses (M$ 5.118.917 al 31 diciembre de 2016).

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Pagos provisionales mensuales	54.863.660	24.452.330
Crédito por utilidades absorbidas	10.177.809	9.839.979
Créditos por gastos de capacitación	5.000	-
Ganancia minima presunta (Argentina)	118.239	146.099
Total	**65.164.708**	**34.438.408**

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

Cuentas por Pagar por Impuestos Corrientes	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Impuesto a la Renta	66.933.261	61.457.940
Total	**66.933.261**	**61.457.940**

12. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

12.1 Inversiones contabilizadas por el método de la participación.

a) A continuación se presenta un detalle de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos contabilizadas por el método de la participación y los movimientos en las mismas al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Movimientos en Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2017	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otros Resultados Integrales	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al 31-12-2017	Provisión Patrimonio Negativo	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Traspaso a activos mantenidos la venta	Saldo al 31-12-2017
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	3.982.934	-	841.957	(743.734)	(297.841)	-	-	3.783.316	-	-	-	3.783.316
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (*)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	6.441.166	1.943.100	(4.179.034)	-	-	-	-	4.205.232	-	(4.205.232)	-	-
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	8.222.763	-	595.996	-	-	-	-	8.818.759	-	-	-	8.818.759
Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Asociada	Argentina	Peso Argentino	0,12%	91.335	-	44.177	-	(29.199)	(1.490)	323	105.146	-	-	-	105.146
				TOTALES	18.738.198	1.943.100	(2.696.904)	(743.734)	(327.040)	(1.490)	323	16.912.453	-	(4.205.232)	-	12.707.221

Movimientos en Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2016	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otros Resultados Integrales	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al 31-12-2016	Provisión Patrimonio Negativo	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Traspaso a activos mantenidos la venta	Saldo al 31-12-2016
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Electrogas S.A.(**)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	12.042.874	-	5.166.226	(3.979.095)	(844.372)	607.375	-	12.993.008	-	-	(12.993.008)	-
GNL Quintero S.A. (***)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	17.137.023	-	2.750.075	(2.598.035)	(816.094)	(12.298.165)	(4.174.804)	-	-	-	-	-
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	2.662.029	-	1.491.025	-	(170.122)	-	-	3.982.932	-	-	-	3.982.932
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	6.280.292	2.346.000	(2.185.127)	-	(21.043)	-	-	6.420.122	-	-	-	6.420.122
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	7.594.153	-	628.611	-	-	-	-	8.222.764	-	-	-	8.222.764
Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,12%	-	235.090	23.611	-	-	(656)	(145.665)	112.380	-	-	-	112.380
Southern Cone Power Argentina S.A.(****)	Asociada	Argentina	Peso argentino	2,00%	-	3.326	3.780	-	(1.080)	(63)	(5.963)	-	-	-	-	-
				TOTALES	45.716.371	2.584.416	7.878.201	(6.577.130)	(1.852.711)	(11.691.509)	(4.326.432)	31.731.206	-	-	(12.993.008)	18.738.198

(*) Ver Nota 5.1.

(**) Ver Nota 5.2

(***)Ver Nota 12.1 b)

(****)Durante el mes de mayo de 2016, esta sociedad fue absorbida por Enel Argentina, siendo esta última la continuadora legal.

b) Venta GNL Quintero S.A.

Con fecha 9 de junio de 2016, Enel Generación Chile S.A. acordó y suscribió un contrato de compraventa de acciones con Enagás Chile S.p.A. (“Enagás Chile”), sociedad controlada en un 100% por Enagás S.A., en virtud del cual Enagás Chile adquiriría la totalidad de la participación que Enel Generación Chile S.A. mantenía en la empresa asociada GNL Quintero S.A., representativa de un 20% del capital de dicha sociedad.

La venta de esta participación a Enagás Chile estaba sujeta al cumplimiento de condiciones habituales para este tipo de transacciones, incluyendo la falta de ejercicio del derecho de adquisición preferente por parte de los demás accionistas de GNL Quintero S.A., de conformidad con los términos y condiciones establecidos en el pacto de accionistas suscrito entre los accionistas de dicha sociedad.

Con fecha 14 de septiembre de 2016, luego de haberse cumplido las condiciones pactadas entre las partes, se efectuó el cierre definitivo y traspaso de las acciones que Enel Generación Chile S.A. mantenía en GNL Quintero S.A. a Enagás Chile. El precio de compraventa ascendió a la cantidad de US$ 197.365.113,2 millones (M$ 132.820.800) y se presenta en el rubro “Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades” en el estado de flujo de efectivo al 31 de diciembre de 2016.

GNL Quintero S.A. tiene por objeto el desarrollo, financiamiento, diseño, ingeniería, suministro, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado y su correspondiente terminal marítimo para la carga y descarga de GNL y sus expansiones, incluyendo las instalaciones y conexiones necesarias para la entrega de GNL, a través de un patio de carga de camiones y/o de uno o más puntos de entrega de GNL por tuberías.

c) Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (“Hidroaysén”), en proceso de liquidación.

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén, en el que participa Enel Generación Chile, acogiendo algunas de las reclamaciones presentadas en contra de este proyecto. Como es de público conocimiento esta decisión fue recurrida ante los tribunales medioambientales de Valdivia y Santiago. El 28 de enero de 2015, se tomó conocimiento que se denegó parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Hidroaysén en el año 2008.

Enel Generación Chile había manifestado su voluntad de impulsar en Hidroaysén la defensa de los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales que sean necesarias para este fin, y mantiene el convencimiento de que los recursos hídricos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, existía incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta dicho momento en Hidroaysén, ya que dependía tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que no se estaba en condiciones de prever, por lo cual la inversión no se encontraba en el portafolio de proyectos inmediatos de Enel Generación Chile. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2014, Enel Generación Chile registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén por un monto de M$ 69.066.857, que permanece vigente al cierre de los presentes estados financieros

Finalmente, con fecha 7 de diciembre de 2017 se celebró una Junta Extraordinaria de Hidroaysén, en la cual se acordó la disolución anticipada de la misma y cómo se llevará a cabo el proceso de liquidación de los bienes de la sociedad. El proceso de liquidación contempla una distribución de activos a los accionistas y se prevé finalizará durante el primer semestre de 2018.

En consideración a lo anterior, la inversión que Enel Generación Chile posee en Hidroaysén ha sido clasificada como activos no corrientes mantenidos para distribuir a los propietarios (ver notas 5.1).

12.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de los estados financieros de las principales sociedades en la que Enel Generación Chile ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	Saldo al 31 de diciembre de 2017									
	%Participación	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganancia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
GNL Chile S.A.	33,33%	71.254.956	148.950	63.340.564	-	687.399.254	(684.873.130)	2.526.124	(24.472)	2.501.652

Inversiones con influencia significativa	Saldo al 31 de diciembre de 2016									
	%Participación	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganancia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
GNL Chile S.A.	33,33%	90.283.944	117.703	78.452.153	-	615.229.994	(610.756.322)	4.473.522	(510.406)	3.963.116
Electrogas S.A.	42,50%	9.318.456	40.746.438	5.683.680	13.809.430	24.126.070	(11.970.244)	12.155.826	(347.369)	11.808.457
GNL Quintero S.A.	20,00%	-	-	-	-	86.471.706	(72.752.059)	13.719.647	(65.571.292)	(51.851.645)

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

En el Anexo N° 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras sociedades asociadas, así como también el porcentaje de participación.

12.3 Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que Enel Generación Chile posee negocio conjunto:

Inversiones en negocios conjuntos	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	
	31-12-2017 (*) M$	31-12-2016 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
%Participación	**51,00%**	**51,00%**	**50,00%**	**50,00%**
Total de Activos corrientes	-	863.962	7.793.702	6.366.378
Total de Activos no corrientes	-	15.159.321	12.036.201	12.034.576
Total de Pasivos corrientes	-	3.324.706	440.426	245.025
Total de Pasivos no corrientes	-	68.081	1.751.963	1.710.406
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	860.719	7.310.296	5.716.196
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.813.493	2.774.316
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(782.322)	(773.093)
Otros gastos fijos de explotación	-	(4.363.197)	(525.471)	-
Ingresos procedentes de intereses	-	42.046	-	134.995
Gastos por intereses	-	-	-	-
Gasto por impuestos a las ganancias	-	(7.070)	(313.709)	(225.008)
Ganancia (pérdida)	**-**	**(4.284.195)**	**1.191.991**	**1.257.220**
Resultado integral	**-**	**(4.284.195)**	**1.191.991**	**1.257.220**

(*) Ver Nota 5.1

- Restricciones a la disposición de fondos de asociadas

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, no existen restricciones a la disposición de fondos de asociadas y controles conjuntos.

12.4 Compromisos y Contingencias.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 , no existen compromisos y contingencias en compañías asociadas y negocio conjunto.

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Activos Intangibles Neto	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Activos Intangibles Identificables, Neto	**18.607.973**	**19.266.874**
Servidumbres y Derechos de Agua	6.338.591	6.043.003
Programas Informáticos	9.242.490	10.189.162
Otros Activos Intangibles Identificables	3.026.892	3.034.709

Activos Intangibles Bruto	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	**37.341.308**	**34.876.824**
Servidumbres y Derechos de Agua	6.920.897	6.625.309
Programas Informáticos	24.658.245	22.478.362
Otros Activos Intangibles Identificables	5.762.166	5.773.153

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(18.733.335)**	**(15.609.950)**
Servidumbres y Derechos de Agua	(582.306)	(582.306)
Programas Informáticos	(15.415.755)	(12.289.200)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.735.274)	(2.738.444)

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios 2017 y ejercicio 2016 han sido los siguientes:

Año 2017

Movimientos año 2017 - Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de Agua M$	Programas Informáticos M$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo al 01 de enero de 2017	**6.043.003**	**10.189.162**	**3.034.709**	**19.266.874**
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	295.588	2.179.883	-	**2.475.471**
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	-	-	(114)	**(114)**
Amortización	-	(3.126.555)	(7.703)	**(3.134.258)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	-	-	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	-	-	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	**-**
Disposiciones	-	-	-	**-**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**295.588**	**(946.672)**	**(7.817)**	**(658.901)**
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**6.338.591**	**9.242.490**	**3.026.892**	**18.607.973**

Año 2016

Movimientos año 2016 - Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de Agua M$	Programas Informáticos M$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo al 01 de enero de 2016	**8.052.525**	**12.373.049**	**479.852**	**20.905.426**
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	540.052	-	2.571.273	**3.111.325**
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	-	-	2.897	**2.897**
Amortización	-	(2.183.887)	(18.961)	**(2.202.848)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**352**	-	**(352)**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	352	-	(352)	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**(2.549.926)**	-	-	**(2.549.926)**
Disposiciones (*)	(2.549.926)	-	-	**(2.549.926)**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(2.009.522)**	**(2.183.887)**	**2.554.857**	**(1.638.552)**
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**6.043.003**	**10.189.162**	**3.034.709**	**19.266.874**

(*)Ver Nota 15.7.9

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

14. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento de los ejercicios 2017 y 2016:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo al 01-01-2017 M$	Traspasos por Fusiones M$	Saldo al 31-12-2017 M$
GasAtacama Chile S.A.	Generación Chile	24.860.356	-	24.860.356
Total		**24.860.356**	**-**	**24.860.356**

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo al 01-01-2016 M$	Traspasos por Fusiones M$	Saldo al 31-12-2016 M$
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Generación Chile	20.204.251	(20.204.251)	-
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Generación Chile	4.656.105	(4.656.105)	-
GasAtacama Chile S.A.	Generación Chile	-	24.860.356	24.860.356
Total		**24.860.356**	**-**	**24.860.356**

El origen de las plusvalías se explica como resultado de la adquisición de las siguientes entidades, posteriormente fusionadas directamente o indirectamente en Gas Atacama Chile S.A.:

Con fecha 12 de julio de 2002, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangue S.A. haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario Internacional Finance Corporation (IFC).
Con fecha 11 de agosto de 2005, Enel Generación Chile S.A. compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quién poseía como único activo un 25% de la sociedad San Isidro S.A.

Posteriormente, Empresa Eléctrica Pangue S.A. y la sociedad San Isidro S.A. fueron fusionadas con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.

Con fecha 22 de abril de 2014, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones Gas Atacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha.

Con fecha 1 de Octubre de 2016, Inversiones Gas Atacama Holding Ltda., fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. siendo esta última la sociedad continuadora.

Con fecha 1 de Noviembre de 2016, Compañía Eléctrica Tarapacá.S.A., fue fusionada con Gas Atacama Chile S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Enel Generación Chile, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2017 y 2016 (ver Nota 3.b).

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

15.1 Composición del rubro.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**2.788.204.501**	**2.726.838.537**
Construcción en Curso	554.424.935	588.700.578
Terrenos	52.063.679	51.342.724
Edificios	9.029.526	9.703.906
Planta y Equipo	2.117.017.034	2.033.720.809
Instalaciones Fijas y Accesorios	37.160.396	24.007.331
Arrendamientos Financieros	18.508.931	19.363.189

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**5.428.558.807**	**5.260.244.809**
Construcción en Curso	554.424.935	588.700.578
Terrenos	52.063.679	51.342.724
Edificios	22.251.858	22.458.889
Planta y Equipo	4.666.169.339	4.481.701.141
Instalaciones Fijas y Accesorios	104.888.965	87.281.446
Arrendamientos Financieros	28.760.031	28.760.031

Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(2.640.354.306)**	**(2.533.406.272)**
Edificios	(13.222.332)	(12.754.983)
Planta y Equipo	(2.549.152.305)	(2.447.980.332)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(67.728.569)	(63.274.115)
Arrendamientos Financieros	(10.251.100)	(9.396.842)

15.2 Detalle de Propiedades, plantas y equipos.

A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Planta y Equipo para los ejercicios 2017 y 2016:

	Movimiento año 2017 - Propiedades, Planta y Equipos	Construcción en Curso M$	Terrenos M$	Edificios, Neto M$	Planta y Equipos, Neto M$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M$	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto M$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M$
	Saldo al 01 de enero de 2017	**588.700.578**	**51.342.724**	**9.703.906**	**2.033.720.809**	**24.007.331**	**19.363.189**	**2.726.838.537**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	203.401.391	-	-	-	58.944	-	**203.460.335**
Movimientos	Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(101.444)	(25.624)	(44.699)	(336.622)	253.596	-	**(254.793)**
Movimientos	Depreciación	-	-	(629.681)	(110.391.381)	(2.327.975)	(854.258)	**(114.203.295)**
Movimientos	(Pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	**-**
Movimientos	**Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios**	**(207.314.070)**	**776.932**	**-**	**191.406.850**	**15.130.288**	**-**	**-**
Movimientos	Incrementos (disminuciones) por Transferencia de Construcción en curso	(207.314.070)	776.932	-	191.406.850	15.130.288	-	**-**
Movimientos	Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	**-**
Movimientos	**Disposiciones y retiros de servicio**	**(30.206.357)**	**(30.353)**	**-**	**(1.723.479)**	**38.212**	**-**	**(31.921.977)**
Movimientos	Disposiciones	(5.099.800)	(30.353)	-	(453.882)	38.212	-	**(5.545.823)**
Movimientos	Retiros (*)	(25.106.557)	-	-	(1.269.597)	-	-	**(26.376.154)**
Movimientos	**Disposiciones y retiros de servicio**	**(55.163)**	-	-	**4.340.857**	-	-	**4.285.694**
Movimientos	Otros incrementos (disminución)	(55.163)	-	-	4.340.857	-	-	**4.285.694**
Movimientos	**Total movimientos**	**(34.275.643)**	**720.955**	**(674.380)**	**83.296.225**	**13.153.065**	**(854.258)**	**61.365.964**
	Saldo al 31 de diciembre de 2017	**554.424.935**	**52.063.679**	**9.029.526**	**2.117.017.034**	**37.160.396**	**18.508.931**	**2.788.204.501**

(*) Ver Nota 15.7.8 y 28

	Movimiento año 2016 - Propiedades, Planta y Equipos	Construcción en Curso M$	Terrenos M$	Edificios, Neto M$	Planta y Equipos, Neto M$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M$	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto M$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M$
	Saldo al 31 de diciembre de 2016	**511.700.683**	**51.375.538**	**10.394.207**	**2.109.572.014**	**26.457.203**	**20.217.447**	**2.729.717.092**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	189.236.636	-	-	-	22.459	-	**189.259.095**
Movimientos	Asignación de precio pagado en combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	**-**
Movimientos	Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(186.893)	(32.814)	(59.699)	(361.199)	(153.858)	-	**(794.463)**
Movimientos	Depreciación	-	-	(630.602)	(126.106.763)	(2.805.910)	(854.258)	**(130.397.533)**
Movimientos	(Pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio (*)	(30.785.531)	-	-	-	-	-	**(30.785.531)**
Movimientos	**Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios**	**(34.679.145)**	-	-	**34.183.229**	**495.916**	-	**-**
Movimientos	Incrementos (disminuciones) por Transferencia de Construcción en curso	(34.679.145)	-	-	34.183.229	495.916	-	**-**
Movimientos	**Disposiciones y retiros de servicio**	**(33.930.297)**	-	-	-	**(8.479)**	-	**(33.938.776)**
Movimientos	Disposiciones	-	-	-	-	-	-	**-**
Movimientos	Retiros (**)	(33.930.297)	-	-	-	(8.479)	-	**(33.938.776)**
Movimientos	**Disposiciones y retiros de servicio**	**(12.654.875)**	-	-	**16.433.528**	-	-	**3.778.653**
Movimientos	Otros incrementos (disminución)	(12.654.875)	-	-	16.433.528	-	-	**3.778.653**
Movimientos	**Total movimientos**	**76.999.895**	**(32.814)**	**(690.301)**	**(75.851.205)**	**(2.449.872)**	**(854.258)**	**(2.878.555)**
	Saldo al 31 de diciembre de 2016	**588.700.578**	**51.342.724**	**9.703.906**	**2.033.720.809**	**24.007.331**	**19.363.189**	**2.726.838.537**

(*) Ver Nota 15.7.8 y 15.7.10

(**) Ver Nota 15.7.9 y 15.7.10

15.3 Principales inversiones

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En este sentido se destaca los avances en la construcción de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores, que utilizará los recursos de la Laguna del Maule y que contará con una capacidad instalada de aproximadamente de 150 MW. Las adiciones relacionadas con este proyecto alcanzaron a M$ 289.892.097 al 31 de diciembre de 2017 (M$ 183.597.710 al 31 de diciembre de 2016).

15.4 Costos capitalizados

a. Gastos financieros capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M$ 4.078.463, M$ 3.001.211 y M$2.221.329 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente. La tasa media de financiamientos y varió en un rango comprendido entre un 7,12 % y un 7,95% al 31 de diciembre de 2017 (entre 7,95,1% y 9 % en 2016) (ver nota 30).

b. Gastos de personal capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M$ 7.226.484, M$ 9.758.304 y M$ 15.250.810 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

15.5 Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, las Propiedades, Planta y Equipo incluyen M$18.508.931 y M$19.363.189 respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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

	31-12-2017			31-12-2016		
	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$
Menor a un año	2.459.000	659.212	1.799.788	2.677.880	837.513	1.840.367
Entre un año y cinco años	9.836.000	1.244.808	8.591.192	10.711.520	1.763.191	8.948.329
Más de cinco años	4.377.544	159.610	4.217.934	7.445.079	484.128	6.960.951
Total	**16.672.544**	**2.063.630**	**14.608.914**	**20.834.479**	**3.084.832**	**17.749.647**

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

Enel Generación Chile : corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la empresa y Transelec Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.

15.6 Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 incluyen M$ 3.606.514 y M$ 1.229.779 respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Menor a un año	2.399.014	2.392.325
Entre un año y cinco años	3.331.037	4.890.854
Más de cinco años	754.503	818.537
Total	**6.484.554**	**8.101.716**

15.7 Otras informaciones.

1. Enel Generación Chile mantenía al 31 de diciembre de 2017 y 2016 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M$ 281.814.599 y M$ 310.558.229, respectivamente.

2. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, Enel Generación Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos

3. La Sociedad y sus filiales nacionales tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de €1.000 millones, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de €200 millones y €500 millones cuando las demandas son producto de la rotura de alguna de las presas de propiedad de la Sociedad o sus filiales. Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado."

4. La situación de determinados activos, básicamente obras e infraestructuras de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC en el año 1998 cambió, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configuró una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la Sociedad registró en el ejercicio de 2009 una provisión por deterioro de estos activos por M$ 43.999.600, vigente a la fecha. (ver nota 3.d).

5. Al cierre del ejercicio 2014, Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro por M$ 12.581.947, relacionada con el proyecto Punta Alcalde. Esta provisión surgió como consecuencia de que el proyecto, en su definición actual, no se encuentra totalmente alineado con la estrategia que la compañía está reformulando para el desarrollo de sus proyectos, particularmente en lo relacionado con liderazgo tecnológico, y la sustentabilidad con el medio ambiente y la sociedad. Enel Generación Chile decidió detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad.(ver nota 3.d).

6. Al cierre del ejercicio 2012, nuestra filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. ("CELTA"), actualmente Gas Atacama Chile S.A., registró una provisión por deterioro por M$ 12.578.098, con el propósito de ajustar el valor libro de ciertos activos específicos que operan en el SING a su valor recuperable.

   Al cierre del ejercicio 2015, se puso de manifiesto una serie de nuevos antecedentes que, habiéndose evaluado por la compañía, originaron la identificación y definición de una nueva UGE para todos los activos de Generación en Chile. El análisis realizado se sostuvo en el hecho que Enel Generación Chile realiza una optimización y gestión para todos activos de su parque de generación, adquisición de combustibles y la decisión de la política comercial de forma centralizada, con ventas de contratos realizadas a nivel de la empresa y que no son asignadas por central. La generación de flujos depende de todos los activos en su conjunto.

   Anteriormente, la compañía distinguía una UGE para los activos que operan en el SIC y otras para activos específicos que operan en el SING, bajo la consideración que existían dos mercados independientes. El nuevo esquema que plantea la interconexión del SIC y el SING, unifica los mercados, y considera formación de precios única, como ocurre con las últimas licitaciones de suministro a clientes regulados.

   Por lo anterior, se configuraron condiciones que provocaron la necesidad de reversar la provisión por deterioro antes indicada. Lo anterior se fundamenta, entre otros aspectos, por la generación de valor que origina el proyecto de interconexión entre el SIC y SING que se prevé estará operativo en 2019, gracias a una mejor utilización de reservas, ampliación del mercado potencial para los activos específicos deteriorados y disminución del riesgo global del portafolio. Los efectos de la interconexión están considerados en las proyecciones a cinco años que utiliza la compañía para realizar las pruebas de deterioro (ver Nota 3.d).

7. Al cierre del ejercicio 2015, Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro por M$ 2.522.445 asociada con el proyecto eólico Waiwen. Esta pérdida surge como resultado de nuevas mediciones realizadas por la compañía respecto a la viabilidad del proyecto, concluyendo que, bajo las condiciones existentes a la fecha, su rentabilidad es incierta.

8. Como parte de su estrategia de sostenibilidad y relaciones comunitarias, Enel Generación Chile decidió estudiar nuevas alternativas de diseño para el proyecto Neltume, en especial, respecto de la descarga sobre el lago Neltume, lo cual ha sido planteado por las comunidades en las diversas instancias de diálogo.

   Para poder iniciar una nueva fase de estudio de una alternativa de proyecto que contemplara la descarga de aguas sobre el río Fuy, a fines de diciembre de 2015 la compañía retiró el Estudio de Impacto Ambiental de la central. Esta decisión involucró solo al proyecto central Neltume y no al proyecto de transmisión, el que siguió su curso de tramitación en el Servicio de Evaluación Ambiental.

   Como consecuencia de lo anterior, al 31 de diciembre de 2015 Enel Generación Chile reconoció una pérdida de M$ 2.706.830, asociada al castigo de ciertos activos relacionados con el Estudio de Impacto Ambiental que fue retirado y a otros estudios directamente vinculados al antiguo diseño.

   En virtud de lo señalado anteriormente, en cuanto a la nueva estrategia de sostenibilidad y al resultado del dialogo sostenido con las comunidades, al cierre del ejercicio 2016 se podía observar que los proyectos de Enel Generación en el Territorio, a saber Neltume y Choshuenco, tenían buenas perspectivas desde el punto de vista social. Sin embargo, en atención a la condición existente en el mercado eléctrico chileno, la rentabilidad de los proyectos Neltume y Choshuenco resultaban menores al total de la inversión capitalizada en éstos. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2016 Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro de M$ 20.459.461 asociada con el proyecto Neltume y otra por M$ 3.748.124 asociada al proyecto Choshuenco.

   Al cierre del ejercicio 2017, después de un profundo análisis realizado durante los últimos meses, Enel Generación Chile determinó abandonar el proyecto Neltume, decisión justificada principalmente por la alta competitividad sostenida y analizada en el mercado eléctrico chileno, que se vio ratificada en noviembre de 2017 con el resultado de la última licitación de Distribuidoras Eléctricas. Sumado a lo anterior, está el tiempo asociado a desarrollar la alternativa de descarga de aguas, considerando un plazo no menor a 5 años, dado que es necesario solicitar y obtener un nuevo traslado del actual Derecho de Agua y tramitar un nuevo estudio de impacto ambiental. Lo anterior implicó reconocer una pérdida de M$ 21.975.640, con el propósito de reducir a cero el valor contable neto de los activos asociados al proyecto (Ver Nota 38).

   Adicionalmente, la Compañía también decidió abandonar el proyecto Choshuenco, principalmente debido a que las fuertes sinergias consideradas con el proyecto hidroeléctrico Neltume, dejan de existir y lo hacen inviable. Esta decisión implicó reconocer una pérdida de M$ 3.130.270, con el propósito de reducir a cero el valor contable neto de los activos asociados al proyecto (Ver Nota 38).

9. El 31 de agosto de 2016, Enel Generación Chile decidió renunciar a los derechos de aprovechamiento de aguas asociados a los proyectos hidroeléctricos Bardón, Chillan 1, Chillan 2, Futaleufú, Hechún y Puelo. Esta decisión surgió en consideración, entre otros aspectos evaluados, al alto costo anual que le significaba mantener estos derechos de agua sin ser utilizados, que estos proyectos no eran factibles de realizar técnica y económicamente y que no contaban con la suficiente adhesión de las comunidades locales. Lo anterior implicó realizar un castigo por el 100% de los costos que se habían capitalizado como Propiedades, Planta y Equipos e Intangibles, por un monto de M$ 32.834.160 y M$ 2.549.926, respectivamente.

10. Al cierre del ejercicio 2016, Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro por M$ 6.577.946 asociadas a algunas iniciativas de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), tales como proyectos Eólicos, MiniHidro, Biomasa y Solares. Estas iniciativas cuentan con datos de los recursos naturales asociados (velocidad de viento, radiación solar, etc.), así como también con los estudios de ingeniería que permiten a la compañía realizar y respaldar las evaluaciones técnicas y económicas para visualizar sus perspectivas y decidir los pasos futuros. Al respecto, los resultados no han sido del todo satisfactorio, principalmente por la situación actual del mercado eléctrico chileno, haciendo incierta su viabilidad futura. La provisión antes citada cubre el 100% de la inversión capitalizada a la fecha en proyectos de ERNC.

    Por otra parte, la Compañía decidió castigar la totalidad de la inversión capitalizada en dos proyectos térmicos que hasta la fecha mantenía en su cartera. Estos son los proyectos Tames 2 y Totoralillo, que se estaban desarrollando en el marco de la adjudicación de concesiones de terrenos fiscales licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales en 2013. El monto del castigo ascendió a M$ 1.096.137 y surgió a consecuencia de la actual situación del mercado eléctrico chileno, las perspectivas futuras para este tipo de tecnologías (vapor-carbón) y lo oneroso de su desarrollo, que hacen que estos proyectos sean inviables.

    Adicionalmente, al cierre de 2016, la Compañía registró una Cuenta por pagar de M$ 2.244.900, por concepto de multas que debería cancelar por su renuncia a las concesiones relacionadas a estos proyectos. Durante el ejercicio 2017, el Ministerio de Bienes Nacionales y Enel Generación Chile resolvieron extinguir las concesiones onerosas de mutuo acuerdo, no aplicándose multas.

16. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a) El origen de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		Saldo al 01 de enero de 2017	Movimientos						Saldo al 31 de diciembre de 2017	Saldo al 31 de diciembre de 2017	
			Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Reconocidos directamente en patrimonio	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	Otros incrementos (decrementos)		Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a	Depreciaciones	(209.128.557)	(23.672.231)	-	-	61.222	-	(1.503)	**(232.741.069)**	146.622	(232.887.691)
	Amortizaciones	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
	Acumulaciones (o devengos)	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
	Provisiones	20.198.527	(226.700)	-	-	-	-	342.283	**20.314.110**	20.314.110	-
	Ingresos Anticipados	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
	Contratos de moneda extranjera	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
	Obligaciones por beneficios post-empleo	1.639.108	249.625	(68.034)	-	-	-	(342.283)	**1.478.416**	1.504.434	(26.018)
	Revaluaciones de instrumentos financieros	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
	Pérdidas fiscales	11.911.396	(2.375.294)	-	-	-	-	-	**9.536.102**	9.536.102	-
	Activos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	30.938.936	-	-	-	-	-	**30.938.936**	30.938.936	-
	Otros	8.798.644	(2.260.498)	(2)	-	(28.356)	-	3.669.801	**10.179.589**	14.962.228	(4.782.639)
Activos/(Pasivos) por Impuestos diferidos		**(166.580.882)**	**2.653.838**	**(68.036)**	**-**	**32.866**	**-**	**3.668.298**	**(160.293.916)**	**77.402.432**	**(237.696.348)**
Compensación										(77.402.432)	77.402.432
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación									**(160.293.916)**	**-**	**(160.293.916)**

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		Saldo al 01 de enero de 2016	Movimientos						Saldo al 31 de diciembre de 2016	Saldo al 31 de diciembre de 2016	
			Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Reconocidos directamente en patrimonio	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	Otros incrementos (decrementos)		Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a	Depreciaciones	(236.853.008)	27.607.871	-	-	79.558	34.135	2.887	**(209.128.557)**	5.465.105	(214.593.662)
	Amortizaciones	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
	Acumulaciones (o devengos)	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
	Provisiones	17.384.299	2.839.332	-	-	-	(25.104)	-	**20.198.527**	20.540.810	(342.283)
	Ingresos Anticipados	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
	Contratos de moneda extranjera	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
	Obligaciones por beneficios post-empleo	1.401.345	(214.061)	474.498	-	-	(22.674)	-	**1.639.108**	1.639.108	-
	Revaluaciones de instrumentos financieros	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
	Pérdidas fiscales	12.720.468	(809.016)	-	-	-	-	(56)	**11.911.396**	11.911.396	-
	Activos clasificados como mantenidos para la venta	-	671.207	-	-	-	-	-	**671.207**	671.207	-
	Otros	7.454.508	(1.052.605)	(5)	5.555.110	12.645	-	(3.842.216)	**8.127.437**	17.072.959	(8.945.522)
Activos/(Pasivos) por Impuestos diferidos		**(197.892.388)**	**29.042.728**	**474.493**	**5.555.110**	**92.203**	**(13.643)**	**(3.839.385)**	**(166.580.882)**	**57.300.585**	**(223.881.467)**
Compensación										(38.604.462)	38.604.462
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación									**(166.580.882)**	**18.696.123**	**(185.277.005)**

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades filiales cubren lo necesario para recuperar estos activos.

b) Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo ha contabilizado todos los activos por impuestos diferidos asociados a sus pérdidas tributarias. (ver Nota 3.o).

Enel Generación Chile no ha registrado impuesto diferido de activos y pasivos por diferencias temporales relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos. Adicionalmente no ha reconocido impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2017 asciende a M$ 59.530.551 (M$ 116.489.507 al 31 de diciembre de 2016).

Por otra parte, el monto total de las diferencias temporales deducibles relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se han registrado activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2017 asciende a M$ 238.424.357 (M$ 385.427.246 al 31 diciembre de 2016).

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de la autoridad tributaría en Chile. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. Los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación corresponden a los años 2014 al 2016.

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre sus resultados futuros.

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de Otros Resultados Integrales:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31-12-2017			31-12-2016			31-12-2015		
	Importe antes de Impuestos M$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de Impuestos M$	Importe antes de Impuestos M$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de Impuestos M$	Importe antes de Impuestos M$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de Impuestos M$
Activos financieros disponibles para la venta	8	(2)	6	18	(5)	13	(441.585)	10	(441.575)
Cobertura de flujo de caja	97.309.516	(26.139.149)	71.170.367	86.959.338	(20.924.809)	66.034.529	(135.791.934)	35.463.169	(100.328.765)
Ajustes por conversión	(3.690.798)	-	(3.690.798)	(139.529.128)	-	(139.529.128)	(244.110.922)	-	(244.110.922)
Ajustes de asociadas y negocios conjuntos	-	-	-	(11.904.709)	-	(11.904.709)	(2.475.299)	-	(2.475.299)
Ganancias (Pérdidas) actuariales definidas como beneficios de planes de pensiones	251.976	(68.034)	183.942	(1.757.402)	474.498	(1.282.904)	(216.648)	(5.476)	(222.124)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	**93.870.702**	**(26.207.185)**	**67.663.517**	**(66.231.883)**	**(20.450.316)**	**(86.682.199)**	**(383.036.388)**	**35.457.703**	**(347.578.685)**

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance y resultados integrales del correspondiente a los ejercicios 2017, 2016 y 2015 es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance y resultados Integrales	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuadas	(68.036)	474.493	830.036
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(26.139.149)	(21.528.043)	31.318.550
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuadas	-	603.234	3.309.117
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**(26.207.185)**	**(20.450.316)**	**35.457.703**

Con fecha 29 de septiembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.780, que introdujo modificaciones al sistema de impuesto a la renta y otros impuestos. La mencionada ley estableció la sustitución del sistema tributario, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2014 dicho impuesto se incrementó a 21%, a 22,5% el año 2015 y a 24% el año 2016. A contar del año 2017 los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 25,5% el año 2017 y a 27% a contar del año 2018.

Asimismo, la referida ley estableció que a las sociedades anónimas se le aplicaría por defecto el sistema parcialmente integrado, a menos que una futura Junta Extraordinaria de Accionistas acuerde optar por el sistema de renta atribuida.

Con fecha 08 de febrero de 2016, se publicó la Ley N° 20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta, la cual, entre sus principales modificaciones, impuso como obligatorio para las sociedades anónimas el sistema parcialmente integrado, dejando sin efecto la opción de acogerse sistema de renta atribuida anterior.

17. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31-12-2017		31-12-2016	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos que devengan intereses	17.255.679	760.932.929	18.013.012	802.046.968
Instrumentos derivados de cobertura (*)	304.278	21.045.216	313.571	48.981.953
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	1.255.478	-	7.369.481	2.987.830
Total	**18.815.435**	**781.978.145**	**25.696.064**	**854.016.751**

(*) Ver Nota 19.2.a.

(**) Ver Nota 19.2.b.

Préstamos que devengan intereses

17.1 El detalle de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31-12-2017		31-12-2016	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos bancarios	109	-	4.172	-
Obligaciones no garantizadas	15.455.782	748.123.803	16.168.473	786.137.688
Arrendamiento financiero	1.799.788	12.809.126	1.840.367	15.909.280
Total	**17.255.679**	**760.932.929**	**18.013.012**	**802.046.968**

17.2 El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	31-12-2017	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	31-12-2017
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	CH$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	109	-	109	-	-	-	-	-	-
				Total	109	-	109	-	-	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	31-12-2016	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	31-12-2016
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	Ch$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	4.172	-	4.172	-	-	-	-	-	-
				Total	4.172	-	4.172	-	-	-	-	-	-

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31-12-2017									31-12-2016								
										Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
										M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco de Crédito e Inversiones	Chile	Ch$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	97	-	97	-	-	-	-	-	-	2.037	-	2.037	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander	Chile	Ch$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	12	-	12	-	-	-	-	-	-	2.135	-	2.135	-	-	-	-	-	-
				Total	M$					109	-	109	-	-	-	-	-	-	4.172	-	4.172	-	-	-	-	-	-

En anexo N° 4, letra a) se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los préstamos bancarios arriba mencionados.

17.3 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	31-12-2017	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	31-12-2017
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	US$	6,99%	6,90%	Sin Garantía	6.322.081	2.206.269	**8.528.350**	-	-	-	-	430.228.859	**430.228.859**
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.927.432	**6.927.432**	5.574.013	5.574.013	5.574.013	5.574.013	295.598.892	**317.894.944**
				Total	**6.322.081**	**9.133.701**	**15.455.782**	**5.574.013**	**5.574.013**	**5.574.013**	**5.574.013**	**725.827.751**	**748.123.803**

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	31-12-2016	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	31-12-2016
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	US$	6,99%	6,90%	Sin Garantía	6.884.819	2.402.653	**9.287.472**	-	-	-	-	468.578.474	**468.578.474**
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.881.001	**6.881.001**	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	295.637.694	**317.559.214**
				Total	**6.884.819**	**9.283.654**	**16.168.473**	**5.480.380**	**5.480.380**	**5.480.380**	**5.480.380**	**764.216.168**	**786.137.688**

17.4 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen obligaciones garantizadas vigentes.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente, garantizadas y no garantizadas, 31 de diciembre de 2017 asciende a M$ 947.565.989 (M$ 998.383.047 al 31 de diciembre de 2016). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 g). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3.f.4).

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No garantizadas por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	31-12-2017									31-12-2016								
										Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
										Menos de 90 días M$	Corriente más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	Menos de 90 días M$	más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US$	7,96%	7,88%	No	4.152.926	-	4.152.926	-	-	-	-	125.566.611	125.566.611	4.522.585	-	4.522.585	-	-	-	-	136.759.395	136.759.395
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US$	7,40%	7,33%	No	1.328.023	-	1.328.023	-	-	-	-	42.902.198	42.902.198	1.446.232	-	1.446.232	-	-	-	-	46.792.429	46.792.429
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US$	8,26%	8,13%	No	841.132	-	841.132	-	-	-	-	19.398.499	19.398.499	916.002	-	916.002	-	-	-	-	21.608.757	21.608.757
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US$	4,32%	4,25%	No	-	2.206.269	2.206.269	-	-	-	-	242.361.551	242.361.551	-	2.402.653	2.402.653	-	-	-	-	263.417.893	263.417.893
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	-	6.374.051	6.374.051	5.574.013	5.574.013	5.574.013	5.574.013	30.872.536	53.168.588	-	6.337.021	6.337.021	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	35.587.764	57.509.284
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	-	553.381	553.381	-	-	-	-	264.726.356	264.726.356	-	543.980	543.980	-	-	-	-	260.049.930	260.049.930
				Total		M$				6.322.081	9.133.701	**15.455.782**	5.574.013	5.574.013	5.574.013	5.574.013	725.827.751	**748.123.803**	6.884.819	9.283.654	**16.168.473**	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	764.216.168	**786.137.688**

En anexo N° 4, letra b), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las obligaciones garantizadas y no garantizadas arriba mencionados.

- Individualización de Arrendamiento Financiero por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31-12-2017									31-12-2016								
								Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días M$	más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	Menos de 90 días M$	más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S	Chile	76.555.400-4	Transelec S.A	Chile	US$	6,50%	439.377	1.360.411	1.799.788	2.459.000	1.916.774	2.041.364	2.174.053	4.217.935	12.809.126	449.283	1.391.084	1.840.367	2.677.880	2.677.880	1.959.990	2.087.390	6.506.140	15.909.280
				Total		M$				**1.799.788**						**12.809.126**			**1.840.367**						**15.909.280**

En anexo N° 4, letra c), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los arrendamientos financieros arriba mencionados.

17.5 Deuda de cobertura.

De la deuda en Enel Generación Chile en dólares estadounidenses, al 31 de diciembre de 2017, M$ 440.823.086 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (ver nota 3.m.) Al 31 de diciembre de 2016 dichos montos ascendía a M$ 480.061.539.

El movimiento al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 en el rubro “Patrimonio total: Reservas de Coberturas” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

Reserva de Coberturas	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio	**(85.790.673)**	**(122.448.724)**	**(64.530.211)**
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	28.878.949	23.870.051	(70.199.670)
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	12.633.039	12.788.000	6.438.134
Diferencias de conversión	-	-	(73.961)
Traspaso a activos para su disposición mantenidos para su venta (*)	-	-	5.916.984
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)	**(44.278.685)**	**(85.790.673)**	**(122.448.724)**

(*) Corresponde a los efectos generados por la deuda financiera de Enel Generación Perú (Ex Edegel)

17.6 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, Enel Generación Chile disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M$ 199.271.103 y M$ 342.827.047, respectivamente.

18. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Las empresas del Grupo están expuestas a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
  - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
  - II. Criterios sobre contrapartes.
  - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enel Generación Chile.

18.1. Riesgo de tasa de interés.

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Generación Chile según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición bruta:

Riesgo de tasa de interés	31-12-2017 %	31-12-2016 %
Tasa de interés fijo y/o protegida	92%	92%
Total	**92%**	**92%**

18.2. Riesgo de tipo de cambio.

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, se contempla, mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

18.3. Riesgo de “commodities”.

El Grupo Enel Generación Chile se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realiza en el mercado local.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 31 de diciembre de 2017 había operaciones vigentes por 2.3 Mill. MMBtu a liquidarse en Enero de 2018.

Al 31 de diciembre de 2016 habían operaciones swap vigentes por 3 mill de barriles de petróleo Brent a liquidarse entre enero y noviembre de 2017 y de gas Henry Hub Swap por 3.3 Mill. MMBTU a liquidarse entre enero y septiembre de 2017.

De acuerdo a las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, éstas coberturas pueden ser modificadas, o incluir otros commodities.

18.4. Riesgo de liquidez.

El Grupo mantiene una política de liquidez 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 necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas 17, 19 y Anexo N° 4.

Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de M$ 211.027.141 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 199.271.103 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de M$ 114.486.479 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 342.827.047 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

18.5. Riesgo de crédito.

El Grupo Enel Generación Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos.

Frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro y en los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

18.6. Medición del riesgo.

El Grupo Enel Generación Chile elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, respecto al Peso Chileno, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M$ 66.890.686.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

19. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

19.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Saldo al 31 de diciembre de 2017				
	Activos financieros mantenidos para negociar M$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M$	Préstamos y cuentas por cobrar M$	Activos financieros disponible para la venta M$	Derivados financieros de cobertura M$
Instrumentos derivados	402.716	-	-	-	20.038.433
Otros activos de carácter financiero	-	82.127	317.062.707	-	-
Total corriente	**402.716**	**82.127**	**317.062.707**	-	**20.038.433**
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	2.601.695	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	30.789.703
Otros activos de carácter financiero	-	-	1.032.923	-	-
Total no corriente	-	-	**1.032.923**	**2.601.695**	**30.789.703**
Total	**402.716**	**82.127**	**318.095.630**	**2.601.695**	**50.828.136**

	Saldo al 31 de diciembre de 2016				
	Activos financieros mantenidos para negociar M$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M$	Préstamos y cuentas por cobrar M$	Activos financieros disponible para la venta M$	Derivados financieros de cobertura M$
Instrumentos derivados	-	-	-	-	121.443
Otros activos de carácter financiero	-	365.663	309.844.312	-	-
Total corriente	-	**365.663**	**309.844.312**	-	**121.443**
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	2.616.647	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	25.533.188
Otros activos de carácter financiero	-	652.733	6.788.437	-	-
Total no corriente	-	**652.733**	**6.788.437**	**2.616.647**	**25.533.188**
Total	-	**1.018.396**	**316.632.749**	**2.616.647**	**25.654.631**

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Saldo al 31 de diciembre de 2017		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Derivados financieros de cobertura M$
Préstamos que devengan interés	-	17.255.679	-
Instrumentos derivados	1.255.478	-	304.278
Otros pasivos de carácter financiero	-	430.340.275	-
Total corriente	**1.255.478**	**447.595.954**	**304.278**
Préstamos que devengan interés	-	760.932.929	-
Instrumentos derivados	-	-	21.045.216
Otros pasivos de carácter financiero	-	951.161	-
Total no corriente	**-**	**761.884.090**	**21.045.216**
Total	**1.255.478**	**1.209.480.044**	**21.349.494**

	Saldo al 31 de diciembre de 2016		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Derivados financieros de cobertura M$
Préstamos que devengan interés	-	18.013.012	-
Instrumentos derivados	7.369.481	-	313.571
Otros pasivos de carácter financiero	-	441.818.602	-
Total corriente	**7.369.481**	**459.831.614**	**313.571**
Préstamos que devengan interés	-	802.046.968	-
Instrumentos derivados	2.987.830	-	48.981.953
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.704.549	-
Total no corriente	**2.987.830**	**803.751.517**	**48.981.953**
Total	**10.357.311**	**1.263.583.131**	**49.295.524**

19.2 Instrumentos Derivados

El Grupo Enel Generación Chile siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La Sociedad clasifica sus coberturas en:

- Coberturas de flujos de caja: Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- Coberturas de valor razonable: Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- Derivados no cobertura: Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	Saldo al 31 de diciembre de 2017				Saldo al 31 de diciembre de 2016			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cobertura de tipo de cambio:	**20.038.433**	**30.789.703**	**304.278**	**21.045.216**	**121.443**	**25.533.188**	**313.571**	**48.981.953**
Cobertura de flujos de caja	20.038.433	30.789.703	304.278	21.045.216	121.443	25.533.188	313.571	48.981.953
Total	**20.038.433**	**30.789.703**	**304.278**	**21.045.216**	**121.443**	**25.533.188**	**313.571**	**48.981.953**

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos	Valor Razonable de Instrumentos 31-12-2017 M$	Valor Razonable de Instrumentos 31-12-2016 M$
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	Flujo de caja	7.696.061	(23.640.893)
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	Flujo de caja	21.782.581	-

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del período terminado al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	Saldo al 31 de diciembre de 2017				Saldo al 31 de diciembre de 2016			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Instrumentos derivados no cobertura:	**402.716**	-	**1.255.478**	-	-	-	7.369.481	2.987.830
Instrumentos derivados no cobertura	402.716	-	1.255.478	-	-	-	7.369.481	2.987.830
Total	**402.716**	-	**1.255.478**	-	-	-	**7.369.481**	**2.987.830**

Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con obligaciones futuras que surgirán de contratos de obras civiles ligados a la construcción de la Central Los Cóndores. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”.

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2017 y 2016, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

Derivados financieros	Saldo al 31 de diciembre de 2017				
		Valor nocional			
	Valor razonable M$	Antes de 1 Año M$	1 - 2 Años M$	2 - 3 Años M$	Total M$
Cobertura de tipo de cambio:	**29.478.642**	**306.350.419**	**525.812.635**	**-**	**832.163.054**
Cobertura de flujos de caja	29.478.642	306.350.419	525.812.635	-	832.163.054
Derivados no designados contablemente de cobertura	**(852.762)**	**19.682.638**	**-**	**-**	**19.682.638**
Total	**28.625.880**	**326.033.057**	**525.812.635**	**-**	**851.845.692**

Derivados financieros	Saldo al 31 de diciembre de 2016				
		Valor nocional			
	Valor razonable M$	Antes de 1 Año M$	1 - 2 Años M$	2 - 3 Años M$	Total M$
Cobertura de tipo de cambio:	**(23.640.893)**	**-**	**-**	**523.686.966**	**523.686.966**
Cobertura de flujos de caja	(23.640.893)	-	-	523.686.966	523.686.966
Derivados no designados contablemente de cobertura	**(10.357.311)**	**49.738.751**	**21.434.625**	**-**	**71.173.376**
Total	**(33.998.204)**	**49.738.751**	**21.434.625**	**523.686.966**	**594.860.342**

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

19.3 Jerarquías del Valor Razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Notas 3.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2017	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	M$	M$	M$	M$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	50.828.136	-	50.828.136	-
Derivados financieros designados como cobertura de Valor razonable	-	-	-	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	402.716	-	402.716	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	9.940.955	-	9.940.955	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	5.742.633	-	5.742.633	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	-	-	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	6.353	6.353	-	-
Total	**66.920.793**	**6.353**	**66.914.440**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	21.349.494	-	21.349.494	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.255.478	-	1.255.478	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	889.026	-	889.026	-
Derivados de commodities designados como cobertura de valor razonable	-	-	-	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
Total	**23.493.998**	**-**	**23.493.998**	**-**

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2016	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	M$	M$	M$	M$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	25.654.631	-	25.654.631	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	875.481	-	875.481	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	16.159.565	-	16.159.565	-
Activos financiero disponible para la venta largo plazo	407	407	-	-
Total	**42.690.084**	**407**	**42.689.677**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	49.295.524	-	49.295.524	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	10.357.311	-	10.357.311	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	40.013	-	40.013	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	1.063.193	-	1.063.193	-
Total	**60.756.041**	**-**	**60.756.041**	**-**

20. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Acreedores comerciales	94.132.901	90.386.018	-	-
Otras cuentas por pagar	235.315.325	250.702.646	632.643	1.453.022
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	**329.448.226**	**341.088.664**	**632.643**	**1.453.022**

El detalle de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Proveedores por compra de energía	80.832.851	72.361.322	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	13.300.050	18.024.696	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	9.868.976	7.152.058	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	77.562.590	83.782.505	5.431	40.256
IVA débito fiscal (IGV / ICMS)	12.048.722	13.136.043	-	-
Dividendos por pagar a terceros	53.139.347	58.901.712	-	-
Compras de Activos	69.027.831	63.824.171	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	1.227.656	10.582.997	-	-
Cuentas por pagar al personal	11.741.237	12.401.802	-	-
Otras cuentas por pagar	698.966	921.358	627.212	1.412.766
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	**329.448.226**	**341.088.664**	**632.643**	**1.453.022**

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 18.4.

El detalle de los pagos al día vencidos al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se expone en anexo 7.

21. PROVISIONES.

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Reclamaciones legales	3.497.786	4.694.579	-	-
Desmantelamiento, restauración (*)	-	-	63.992.567	57.325.915
Otras provisiones	1.798.849	1.798.849	-	-
Total	**5.296.635**	**6.493.428**	**63.992.567**	**57.325.915**

(*) Ver Nota 3.a.

Provisiones por reclamaciones legales consisten principalmente en contingencias relacionadas a juicios y sanciones administrativas.

El monto y fecha esperados de cualquier desembolso de efectivo relacionado con las provisiones anteriores es incierto y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas. Por ejemplo, en el caso específico de los litigios, esto depende de la resolución final de la reclamación legal correspondiente. La Administración considera que las provisiones reconocidas en los estados financieros cubren adecuadamente los correspondientes riesgos.

b) El movimiento de las provisiones durante al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M$	Por Desmantelamiento, Restauración M$	Otras Provisiones M$	Total M$
Saldo al 01 de enero de 2017	**4.694.579**	**57.325.915**	**1.798.849**	**63.819.343**
Movimientos en Provisiones				
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	309.749	4.340.858	-	4.650.607
Provisión Utilizada	(495.166)	-	-	(495.166)
Reversión de Provisión No Utilizada (*)	(1.016.300)	-	-	(1.016.300)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	2.325.794	-	2.325.794
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	4.924	-	-	4.924
Total Movimientos en Provisiones	**(1.196.793)**	**6.666.652**	-	**5.469.859**
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**3.497.786**	**63.992.567**	**1.798.849**	**69.289.202**

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M$	Por Desmantelamiento, Restauración M$	Otras Provisiones M$	Total M$
Saldo al 01 de enero de 2016	**9.798.765**	**50.702.975**	**5.818.849**	**66.320.589**
Movimientos en Provisiones				
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	908.447	4.091.238	-	4.999.685
Provisión Utilizada	(4.948.437)	-	(4.020.000)	(8.968.437)
Reversión de Provisión No Utilizada (*)	(1.074.333)	-	-	(1.074.333)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	2.531.702	-	2.531.702
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	10.137	-	-	10.137
Total Movimientos en Provisiones	**(5.104.186)**	**6.622.940**	**(4.020.000)**	**(2.501.246)**
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**4.694.579**	**57.325.915**	**1.798.849**	**63.819.343**

(*) Corresponde a reversos de provisiones por Litigios

22. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

22.1 Aspectos generales

El Grupo otorga diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.I.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

- **Beneficios de prestación definida:**

Pensión complementaria: Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.

Indemnizaciones por años de servicios: El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.

Suministro energía eléctrica: El beneficiario recibe una bonificación mensual, que cubre una parte de la facturación por su consumo domiciliario.

Beneficio de salud: El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

22.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros

a) Al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

Obligaciones post empleo	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Obligaciones post empleo	14.875.948	15.820.557	15.271.416
Total	**14.875.948**	**15.820.557**	**15.271.416**

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M$
Saldo al 01 de enero de 2016	**15.271.416**
Costo del servicio corriente	802.823
Costo por intereses	705.211
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	245.683
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	1.511.719
Beneficios pagados	(2.949.958)
Transferencia de personal	224.066
Otros	9.597
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**15.820.557**
Costo del servicio corriente	790.850
Costo por intereses	691.075
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(310.557)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	58.581
Beneficios pagados	(1.993.830)
Transferencia de personal	(180.728)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**14.875.948**

Las Compañías del Grupo no realizan contribuciones en fondos destinados a financiar el pago de estos beneficios.

c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	790.850	802.823	2.271.559
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	691.075	705.211	3.320.289
Costo de servicio pasado	-	-	(523)
Total gasto reconocido en el estado de resultados	**1.481.925**	**1.508.034**	**5.591.325**
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(251.976)	1.757.402	216.648
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	**1.229.949**	**3.265.436**	**5.807.973**

22.3 Otras revelaciones

Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Hipótesis actuariales	Chile	
	31-12-2017	31-12-2016
Tasas de descuento utilizadas	5,0%	4,7%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,0%	4,0%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de Rotación Esperada	3,8%	4,7%

Sensibilización:

La sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M$ 923.224 (M$1.019.805 a diciembre de 2016) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M$1.076.294 (M$1.173.586 a diciembre de 2016) en caso de una baja de la tasa.

Desembolso futuro

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M$ 1.914.503

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo Enel Generación Chile corresponde a 6,54 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	M$
1	1.914.503
2	1.548.303
3	1.060.730
4	1.718.533
5	1.319.346
más de 5	5.859.301

23. PATRIMONIO TOTAL.

23.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

23.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones.

Con motivo de la división de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Enel Generación Chile) y la constitución de Endesa Américas S.A., aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Generación Chile celebrada con fecha 18 de diciembre de 2015, correspondió la distribución del Patrimonio de la sociedad entre sí, como escindente y la nueva sociedad, como sociedad escisionaria, y la disminución proporcional del Capital social y demás cuentas patrimoniales de Enel Generación Chile, sobre la base de los activos netos asignados en cada sociedad (negocios de Chile y fuera de Chile). Esta división ha tenido efectos jurídicos a partir del 1 de marzo de 2016, fecha en la que la nueva sociedad Endesa Américas comenzó a existir y se verificó la disminución de capital en Enel Generación Chile. (Ver nota 5.3)

En consecuencia, al 31 de diciembre de 2017 y 2016 el capital social de Enel Generación Chile, asciende a M$ 552.777.321 y está representado por 8.201.754.580 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurrida en los años 1986 y 1994, al 31 de diciembre de 2015 la prima de emisión ascendía a M$ 206.008.557 y una vez efectuada la distribución a Endesa Américas S.A. antes indicada, asciende a M$ 85.511.492 al 31 de diciembre de 2016.

Durante los ejercicios 2017 y 2016, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

23.1.2 Dividendos.

La junta General de Accionistas de Enel Generación Chile, celebrada el 27 de Abril de 2016, aprobó como Política de Dividendos, de distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 50% de las utilidades líquidas del ejercicio 2016. Además aprobó repartir un dividendo provisorio de hasta un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2016, según muestren los estados financieros a dicha fecha. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 61 fue pagado con fecha 27 de enero de 2017, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 25 de abril de 2017, aprobó distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°62, ascendente a $ 21,56050 por acción, el que se canceló en el mes de mayo de 2017.

La junta General de Accionistas de Enel Generación Chile, celebrada el 25 de Abril de 2017, aprobó como Política de Dividendos, que el Directorio espera cumplir durante el ejercicio 2017, distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 55% de las utilidades líquidas del ejercicio 2017. Además aprobó repartir un dividendo provisorio de hasta un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2017, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagados en enero de 2018.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalan las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

A continuación se presentan los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos años:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
49	Provisorio	26-01-2011	6,42895	2010
50	Definitivo	11-05-2011	26,09798	2010
51	Provisorio	19-01-2012	5,08439	2011
52	Definitivo	17-05-2012	22,15820	2011
53	Provisorio	24-01-2013	3,04265	2012
54	Definitivo	09-05-2013	11,24302	2012
55	Provisorio	31-01-2014	3,87772	2013
56	Definitivo	15-05-2014	17,69856	2013
57	Provisorio	27-01-2015	3,44046	2014
58	Definitivo	25-05-2015	16,95495	2014
59	Provisorio	29-01-2016	3,55641	2015
60	Definitivo	24-05-2016	11,02239	2015
61	Provisorio	27-01-2017	7,24787	2016
62	Definitivo	26-05-2017	21,56050	2016
63	Provisorio	26-01-2018	4,93614	2017

23.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es el siguiente:

Diferencias de cambio por conversión acumuladas	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
GasAtacama Chile S.A.	11.688.351	14.979.960	16.780.346
GNL Quintero S.A.	-	-	(1.164.922)
Otros	920.567	1.230.881	4.076.442
Total	**12.608.918**	**16.210.841**	**19.691.866**

23.3 Gestión del capital.

El objetivo de la compañía en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

23.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, no existen restricciones a la disposición de fondos de filiales.

23.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

Otras Reservas	Saldo al 01-01-2017 M$	Movimiento 2017 M$	Saldo al 31-12-2017 M$
Reservas por diferencias de cambio por conversión	16.210.841	(3.601.923)	12.608.918
Reservas de coberturas de flujo de caja	(123.499.401)	71.170.367	(52.329.034)
Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta	(1.033)	6	(1.027)
Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	2.722.113	(5.602.144)	(2.880.031)
Otras reservas varias	(32.188.067)	-	(32.188.067)
Total	**(136.755.547)**	**61.966.306**	**(74.789.241)**

Otras Reservas	Saldo al 01-01-2016 M$	Movimiento 2016 M$	Saldo al 31-12-2016 M$
Reservas por diferencias de cambio por conversión	19.691.866	(3.481.025)	16.210.841
Reservas de coberturas de flujo de caja	(205.691.575)	82.192.174	(123.499.401)
Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta	(1.046)	13	(1.033)
Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	(202.189.042)	204.911.155	2.722.113
Otras reservas varias	(719.716.306)	687.528.239	(32.188.067)
Total	**(1.107.906.103)**	**971.150.556**	**(136.755.547)**

Otras Reservas	Saldo al 01 de enero de 2015 M$	Movimiento 2015 M$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M$
Diferencias de cambio por conversión	(11.409.870)	31.101.736	19.691.866
Coberturas de flujo de caja	(117.559.279)	(88.132.296)	(205.691.575)
Remedición de activos financieros disponibles para la venta	(1.020)	(26)	(1.046)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	-	(202.189.042)	(202.189.042)
Otras reservas varias	(719.216.262)	(500.044)	(719.716.306)
Total	**(848.186.431)**	**(259.719.672)**	**(1.107.906.103)**

- Reserva de diferencias de cambio por conversión: Provienen fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:
  - La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.7.3).
  - La valorización de las plusvalías surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 3.b).
- Cobertura de flujo de caja: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Notas 3.f.5 y 3.m).
- Remedición de activos financieros disponibles para la venta: Representan las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal de las Inversiones disponibles para la venta (ver Nota 3.f.1).

23.6 Otras reservas varias

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados por los ejercicios al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Detalle Otras Reservas	Saldo al 31-12-2017 M$	Saldo al 31-12-2016 M$
Reserva por reestructuración societaria ("División") (1)	461.145.397	461.145.397
Reservas transición a NIIF (2)	(493.425.043)	(493.425.043)
Reservas por combinaciones de negocios (3)	(4.047.287)	(4.047.287)
Otras reservas varias	4.138.866	4.138.866
Total Otras Reservas	**(32.188.067)**	**(32.188.067)**

1) Reserva por la restructuración societaria: Representa el efecto generado por la división de Enel Generación Chile y la asignación del negocio fuera de Chile en Endesa Américas (Ver nota 5.3 y 23.1.1).

2) Reserva de transición a las NIIF: Estas reservas, que están asociadas a la transición a NIIF de Enel Generación Chile, se refieren fundamentalmente a:

I. En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cabe mencionar que si bien es cierto la Sociedad adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Enel Generación Chile, esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 “Adopción por primera vez”.

3) Reserva por combinaciones de negocio: Corresponde a los efectos provenientes de combinaciones de negocio bajo control común y compras de interés minoritario.

23.7 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras es el siguiente:

Participaciones no controladoras		Participación de Control			
		Patrimonio		Ganacias (Pérdidas)	
Compañías	%Particip. no controladoras	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	9.963.472	10.008.502	5.649.253	6.512.893
Gas Atacama Chile S.A.	2,63%	17.532.754	18.789.260	1.439.148	2.547.670
Emgesa S.A. E.S.P.	73,13%	-	-	-	23.510.575
Generandes Perú	39,00%	-	-	-	5.488.220
Enel Generación Perú S.A	16,40%	-	-	-	4.257.097
Chinango S.A.C.	20,00%	-	-	-	697.822
Enel Generación Costanera S.A.	24,32%	-	-	-	(1.729.294)
Enel Generación El Chocón S.A.	32,33%	-	-	-	7.090.623
Otras	-	-	-	-	498.339
Total		**27.496.226**	**28.797.762**	**7.088.401**	**48.873.945**

24. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Ventas de energía	**1.457.671.722**	**1.516.688.442**	**1.474.818.366**
Generación	**1.457.671.722**	**1.516.688.442**	**1.474.818.366**
Clientes Regulados	1.101.089.106	1.180.042.597	1.081.142.280
Clientes no Regulados	285.623.737	234.641.908	243.596.910
Ventas de Mercado Spot	70.958.879	102.003.937	150.079.176
Otras ventas	**94.452.287**	**64.638.599**	**24.293.133**
Ventas de gas	91.652.707	64.443.715	23.797.122
Ventas de productos y servicios	2.799.580	194.884	496.011
Otras prestaciones de servicios	**46.908.131**	**58.632.774**	**40.866.012**
Peajes y trasmisión	38.850.596	50.437.592	34.734.375
Otras prestaciones	8.057.535	8.195.182	6.131.637
Total	**1.599.032.140**	**1.639.959.815**	**1.539.977.511**

Otros Ingresos de Explotación	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Otros Ingresos	35.904.948	19.767.514	3.832.806
Total	**35.904.948**	**19.767.514**	**3.832.806**

25. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Compras de energía	(346.954.692)	(335.731.822)	(320.731.795)
Consumo de combustible	(280.739.362)	(295.148.838)	(327.502.996)
Gastos de transporte	(152.869.838)	(192.502.995)	(179.691.471)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(123.414.114)	(71.676.459)	(52.964.961)
Total	**(903.978.006)**	**(895.060.114)**	**(880.891.223)**

26. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es la siguiente:

Gastos de personal	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Sueldos y salarios	(44.367.982)	(47.845.074)	(57.501.658)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(790.850)	(802.823)	(1.063.547)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(6.524.962)	(7.031.344)	(5.603.779)
Otros gastos de personal	(2.538.676)	(4.670.831)	(6.800.373)
Total	**(54.222.470)**	**(60.350.072)**	**(70.969.357)**

27. GASTOS POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es el siguiente:

Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Depreciaciones	(114.203.295)	(130.397.533)	(123.336.695)
Amortizaciones	(3.134.258)	(2.202.848)	(1.498.864)
Subtotal	**(117.337.553)**	**(132.600.381)**	**(124.835.559)**
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	55.494	(30.785.531)	9.793.652
Total	**(117.282.059)**	**(163.385.912)**	**(115.041.907)**

(*) Pérdidas por deterioro	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Reversión por deterioro activos financieros	55.494	-	-
(Pérdida) por deterioro activo fijo	-	(30.785.531)	10.165.210
(Pérdida) Reversión por deterioro activos financieros	-	-	(371.558)
Total	**55.494**	**(30.785.531)**	**9.793.652**

(*) Ver Nota 15.7). 6, 7, 8 y 10

28. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Servicios profesionales independientes y externalizados	(27.666.155)	(31.529.339)	(35.580.482)
Otros Suministros y Servicios	(18.746.799)	(16.538.925)	(17.249.969)
Primas de seguros	(12.479.501)	(15.963.457)	(14.750.997)
Tributos y tasas	(3.411.239)	(3.589.932)	(5.897.231)
Reparaciones y conservación	(2.183.793)	(2.467.908)	(3.277.318)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(388.562)	(713.691)	(572.883)
Arrendamientos y cánones	(3.606.514)	(1.229.779)	(1.240.625)
Gastos de medioambiente	(3.862.251)	(1.341.773)	(2.806.941)
Castigo proyectos Huechún y Chillán (*)	-	(2.549.926)	-
Castigo de proyectos en curso (**)	(25.105.910)	(33.930.297)	(2.706.830)
Otros aprovisionamientos	(2.720.780)	(4.680.233)	(3.308.962)
Gastos de viajes	(1.925.277)	(1.974.202)	(2.057.192)
Indemnizaciones y multas	(724.239)	(2.793.753)	(890.392)
Total	**(102.821.020)**	**(119.303.215)**	**(90.339.822)**

(*) Ver Nota 15.7). 9

(**) Ver Nota 15.7). 8, 9 y 10

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del período. El monto de estos gastos 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 ascendió a M$ 3.862.251, M$ 1.341.773 y M$ 2.806.341, respectivamente (ver Nota 36).

29. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Ganancia por venta Electrogas (*)	105.311.912	-	-
Ganancia por venta participación Tunel El Melón	-	-	4.207.167
Ganancia por venta GNL Quintero (**)	-	121.325.018	-
Ventas de terrenos	7.626.100	-	-
Otros	150.857	165.956	(191.766)
Total	**113.088.869**	**121.490.974**	**4.015.401**

(*) Ver Notas 5.2

(**) Ver Notas 12.1.b)

30. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es el siguiente:

Ingresos Financieros	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Efectivo y otros medios equivalentes	3.077.708	2.150.797	152.518
Otros ingresos financieros	2.195.964	3.999.954	82.303
Total Ingresos Financieros	**5.273.672**	**6.150.751**	**234.821**

Costos Financieros	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Costos Financieros	**(50.851.829)**	**(55.701.778)**	**(64.206.719)**
Préstamos bancarios	(261)	(2.033.835)	(129.350)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(42.708.253)	(44.268.489)	(51.697.708)
Valoración derivados financieros	(1.067.820)	(824.922)	(1.725.211)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(691.075)	(705.211)	(759.311)
Gastos financieros activados (*)	4.078.463	3.001.211	2.221.329
Formalización de deudas y otros gastos asociados	(836.174)	-	-
Otros	(9.626.709)	(10.870.532)	(12.116.468)
Resultado por Unidades de Reajuste (a)	**145.608**	**606.075**	**3.600.187**
Diferencias de Cambio (b)	**8.822.301**	**13.266.320**	**(53.880.472)**
Positivas	19.563.838	48.546.664	26.738.738
Negativas	(10.741.537)	(35.280.344)	(80.619.210)
Total Costos Financieros	**(41.883.920)**	**(41.829.383)**	**(114.487.004)**
Total Resultado Financieros	**(36.610.248)**	**(35.678.632)**	**(114.252.183)**

(*) Ver Nota 15.4.a)

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajustes son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (a)	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Otros activos no financieros	4.657.016	7.188.900	10.972.845
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	452.440	526.361
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.039.755	1.979.594	4.965.940
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(5.551.163)	(9.014.859)	(12.864.959)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**145.608**	**606.075**	**3.600.187**

Diferencias de Cambio (b)	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.109.046	183.225	2.584.228
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	10.895.862	25.048.205	10.637.768
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	363.325	2.541.385	9.884.307
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(188.270)	-	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(4.358.937)	(18.217.515)	(30.533.746)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(998.725)	3.711.020	(46.453.029)
Total Diferencias de Cambio	**8.822.301**	**13.266.320**	**(53.880.472)**

31. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el estado de resultado integrales:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
(Gasto) por impuesto corriente	(133.038.125)	(135.594.643)	(49.317.727)
Ajustes al Impuesto Corriente del ejercicio Anterior	(24.409)	(295.585)	(7.068.433)
Otros Ingreso / (Gastos) por Impuesto Corriente	18.309.177	23.630.564	(32.386.954)
(Gasto) por impuestos corrientes, neto, total	**(114.753.357)**	**(112.259.664)**	**(88.773.114)**
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	2.653.838	29.042.729	12.117.295
Total (Gasto) / ingreso por impuestos diferidos	**2.653.838**	**29.042.729**	**12.117.295**
(Gasto) por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**(112.099.519)**	**(83.216.935)**	**(76.655.819)**

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 16.a.

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "resultado antes de impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados consolidados correspondiente al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2017:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	TASA %	31-12-2017 M$	TASA %	31-12-2016 M$	TASA %	31-12-2015 M$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**537.641.734**		**525.076.863**		**300.487.081**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(25,50%)**	**(137.098.643)**	**(24,00%)**	**(126.018.446)**	**(22,50%)**	**(67.609.594)**
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	0,06%	328.968	0,06%	330.353		-
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	6,43%	34.547.907	7,51%	39.421.280	0,70%	2.118.333
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(3,09%)	(16.589.585)	(1,95%)	(10.216.591)	(3,47%)	(10.419.563)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de períodos anteriores	(0,00%)	(24.409)	(0,06%)	(295.585)	(2,35%)	(7.068.433)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	1,25%	6.736.243	2,58%	13.562.054	2,10%	6.323.438
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	**4,65%**	**24.999.124**	**8,15%**	**42.801.511**	**(3,01%)**	**(9.046.225)**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**(20,85%)**	**(112.099.519)**	**(15,85%)**	**(83.216.935)**	**(25,51%)**	**(76.655.819)**

32. INFORMACIÓN FINANCIERA SUPLEMENTARIA DESAGREGADA

En el desarrollo de su actividad la organización de Enel Generación Chile se organizaban previamente sobre la base del enfoque prioritario a su negocio principal, constituido por la generación de energía eléctrica. Teniendo presente la información diferenciada que es analizada por la Administración para la toma de decisiones, la información por segmentos había sido presentada siguiendo una distribución geográfica por país:

- Chile.
- Argentina. (discontinuada)
- Perú. (discontinuada)
- Colombia. (discontinuada)

Sin embargo, desde que la reorganización societaria fue llevada a cabo (ver nota 5.3.), y las operaciones fuera de Chile se presentan como operaciones discontinuadas en los estados financieros consolidados, el Grupo ya no tiene segmentos operativos según define NIIF 8 “Segmentos”. La información financiera actualmente proporcionada a la Administración para la toma de decisiones es la misma incluida en los estados financieros consolidados del Grupo. La Compañía, a efectos comparativos, ha optado por presentar voluntariamente información desagregada suplementaria de los resultados netos y flujos de efectivo relacionados con operaciones discontinuadas, sobre en una base geográfica. Las políticas contables utilizadas para determinar esta información financiera desagregada suplementaria son las mismas que las utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo

El Grupo genera sustancialmente todos sus ingresos por operaciones continuas en Chile. Asimismo, en Chile se encuentran sustancialmente todos los activos no corrientes.

Información financiera suplementaria desagregada (detalle):

País	Chile			Argentina			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
INGRESOS	**1.634.937.088**	**1.659.727.329**	**1.543.810.317**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1.634.937.088**	**1.659.727.329**	**1.543.810.317**
Ingresos de actividades ordinarias	**1.599.032.140**	**1.639.959.815**	**1.539.977.511**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1.599.032.140**	**1.639.959.815**	**1.539.977.511**
Ventas de energía	1.457.671.722	1.516.688.442	1.474.818.366	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.457.671.722	1.516.688.442	1.474.818.366
Otras ventas	94.452.287	64.638.599	24.293.133	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	94.452.287	64.638.599	24.293.133
Otras prestaciones de servicios	46.908.131	58.632.774	40.866.012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.908.131	58.632.774	40.866.012
Otros ingresos	35.904.948	19.767.514	3.832.806	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.904.948	19.767.514	3.832.806
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(903.978.006)**	**(895.060.114)**	**(880.891.223)**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(903.978.006)**	**(895.060.114)**	**(880.891.223)**
Compras de energía	(346.954.692)	(335.731.822)	(320.731.795)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(346.954.692)	(335.731.822)	(320.731.795)
Consumo de combustible	(280.739.362)	(295.148.838)	(327.502.996)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(280.739.362)	(295.148.838)	(327.502.996)
Gastos de transporte	(152.869.838)	(192.502.995)	(179.691.471)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(152.869.838)	(192.502.995)	(179.691.471)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(123.414.114)	(71.676.459)	(52.964.961)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(123.414.114)	(71.676.459)	(52.964.961)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**730.959.082**	**764.667.215**	**662.919.094**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	730.959.082	**764.667.215**	**662.919.094**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	7.226.484	9.758.304	15.250.810	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.226.484	9.758.304	15.250.810
Gastos por beneficios a los empleados	(54.222.470)	(60.350.072)	(70.969.357)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(54.222.470)	(60.350.072)	(70.969.357)
Otros gastos, por naturaleza	(102.821.020)	(119.303.215)	(90.339.822)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(102.821.020)	(119.303.215)	(90.339.822)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**581.142.076**	**594.772.232**	**516.860.725**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**581.142.076**	**594.772.232**	**516.860.725**
Gasto por depreciación y amortización	(117.337.553)	(132.600.381)	(124.835.559)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(117.337.553)	(132.600.381)	(124.835.559)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	55.494	(30.785.531)	9.793.652	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.494	(30.785.531)	9.793.652
								-	-									
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**463.860.017**	**431.386.320**	**401.818.818**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**463.860.017**	**431.386.320**	**401.818.818**
RESULTADO FINANCIERO	**(36.610.248)**	**(35.678.632)**	**(114.252.183)**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(36.610.248)**	**(35.678.632)**	**(114.252.183)**
Ingresos financieros	5.273.672	**6.150.751**	**234.821**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**5.273.672**	**6.150.751**	**234.821**
Efectivo y otros medios equivalentes	3.077.708	2.150.797	152.518	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.077.708	2.150.797	152.518
Otros ingresos financieros	2.195.964	3.999.954	82.303	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.195.964	3.999.954	82.303
Costos financieros	**(50.851.829)**	**(55.701.778)**	**(64.206.719)**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(50.851.829)**	**(55.701.778)**	**(64.206.719)**
Préstamos bancarios	(261)	(2.033.835)	(129.350)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(261)	(2.033.835)	(129.350)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(42.708.253)	(44.268.489)	(51.697.708)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(42.708.253)	(44.268.489)	(51.697.708)
Otros	(8.143.315)	(9.399.454)	(12.379.661)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.143.315)	(9.399.454)	(12.379.661)
Resultados por Unidades de Reajuste	145.608	606.075	3.600.187	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	145.608	606.075	3.600.187
Diferencias de cambio	**8.822.301**	**13.266.320**	**(53.880.472)**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**8.822.301**	**13.266.320**	**(53.880.472)**
Positivas	19.563.838	48.546.664	26.738.738	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.563.838	48.546.664	26.738.738
Negativas	(10.741.537)	(35.280.344)	(80.619.210)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.741.537)	(35.280.344)	(80.619.210)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(2.696.904)	7.878.201	8.905.045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.696.904)	7.878.201	8.905.045
Otras ganancias (pérdidas)	**113.088.869**	**121.490.974**	**4.015.401**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**113.088.869**	**121.490.974**	**4.015.401**
Resultado de Otras Inversiones	105.462.769	121.457.430	4.309.205	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105.462.769	121.457.430	4.309.205
Resultados en Ventas de Activos	7.626.100	33.544	(293.804)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.626.100	33.544	(293.804)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**537.641.734**	**525.076.863**	**300.487.081**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**537.641.734**	**525.076.863**	**300.487.081**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(112.099.519)	(83.216.935)	(76.655.819)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(112.099.519)	(83.216.935)	(76.655.819)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**425.542.215**	**441.859.928**	**223.831.262**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**425.542.215**	**441.859.928**	**223.831.262**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	5.889.236	(5.111.984)	-	15.063.586	109.339.865	-	32.152.791	211.906.861	-	26.466.832	95.054.809	-	-	-	-	79.572.445	411.189.551
GANANCIA (PÉRDIDA)	**425.542.215**	**447.749.164**	**218.719.278**	-	**15.063.586**	**109.339.865**	-	**32.152.791**	**211.906.861**	-	**26.466.832**	**95.054.809**	-	-	-	**425.542.215**	**521.432.373**	**635.020.813**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**425.542.215**	**447.749.164**	**218.719.278**	-	**15.063.586**	**109.339.865**	-	**32.152.791**	**211.906.861**	-	**26.466.832**	**95.054.809**	-	-	-	**425.542.215**	**521.432.373**	**635.020.813**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora																**418.453.814**	**472.558.428**	**392.868.115**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras																**7.088.401**	**48.873.945**	**242.152.698**

País	Chile			Argentina			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	488.167.382	490.177.558	433.106.626	-	13.638.776	71.449.572	-	47.055.127	254.539.609	-	8.317.128	144.659.247	-	-	(2.540.818)	488.167.382	559.188.589	901.214.236
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(91.867.647)	(34.631.759)	(132.241.285)	-	(5.901.336)	(50.193.057)	-	(16.448.412)	(159.371.575)	-	(3.598.013)	(32.455.858)	-	-	(114.333.695)	(91.867.647)	(60.579.520)	(488.595.470)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(301.835.211)	(388.561.440)	(302.477.643)	-	(17.813.237)	(18.352.756)	-	(90.476.446)	(259.847.758)	-	(22.802.105)	(141.981.410)	-	-	116.874.513	(301.835.211)	(519.653.228)	(605.785.054)

33. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES.

33.1 Garantías directas.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, Enel Generación Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos.

Al 31 de diciembre de 2017 Enel Generación Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M$ 3.938.524.357 (M$ 3.981.128.504 al 31 de diciembre de 2016).

33.2 Garantías Indirectas.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen Garantías Indirectas.

33.3 Litigios y arbitrajes.

A la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados, los principales litigios o arbitrajes en los que son partes las sociedades del Grupo son los siguientes:

Juicios pendientes Enel Generación Chile (EGC) y Filiales:

1. Enel Generación Chile: En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de EGC, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de EGC un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago Pirihueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: En cuanto al fondo, con fecha 25.09.2014 se dictó sentencia de primera instancia, que acoge la demanda interpuesta, declara ilegal el derecho constituido por Resolución DGA N° 134, y ordena su cancelación. Tanto la DGA, como el Fisco y Endesa presentaron recursos de casación en la forma y apelación contra la sentencia de primera instancia. El expediente se encuentra actualmente en la Corte de Apelaciones de Santiago para su vista. Además, en primera instancia se presentó por parte de Endesa una petición de nulidad de todo lo obrado desde la audiencia de conciliación, por no haberse notificado dicha conciliación a dos grupos de demandantes. Este escrito fue rechazado por el tribunal de primera instancia y en su contra se dedujo por parte de Endesa, recurso de apelación para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, recurso que a la fecha también se encuentra pendiente de vista.

   En paralelo, y en primera instancia, con fecha 09.06.2017 se dictó la sentencia complementaria que ordenó la Corte de Apelaciones, pronunciándose derecheramente respecto de las indemnizaciones de perjuicios planteadas por los demandantes. El Tribunal rechazó las solicitudes de indemnización de perjuicios, por estimar que no existen daños a los demandantes. En contra de dicha sentencia complementaria Enel recurrió de casación en la forma y de apelación, ambos recursos pendientes a la fecha.

2. GasAtacama Chile S.A.: Mediante ORD N° 5705, de fecha 23.05.2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) formuló cargos en contra de GasAtacama Chile, por la entrega de información supuestamente errónea al CDEC-SING, respecto a los parámetros de Mínimo Técnico (MT) y Tiempo Medio de Operación (TMO) durante el periodo comprendido entre el 1° de enero de 2011 y el 29 de octubre de 2015. En su contra, GasAtacama Chile presentó sus descargos, los cuales mediante Resolución SEC N° 014606, notificada con fecha 04.08.2016, fueron rechazados, cursando una multa por 120.000 UTM. No conformes con la resolución SEC que aplica la multa en referencia, la compañía interpuso recurso de reposición fundado ante la misma Superintendencia, el cual fue rechazado por la Superintendencia, mediante Resolución N° 15908, de fecha 02.11.2016, confirmando la totalidad de la multa impuesta. En contra de la antedicha resolución, la compañía dedujo reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, consignando para ello el 25% de la multa. A la fecha el citado reclamo de ilegalidad se encuentra pendiente de vista y resolución por parte de la Corte de Apelaciones de Santiago.

   La Administración de la Compañía, considera que las provisiones registradas en los presentes estados financieros consolidados cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

   Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

33.4 Restricciones Financieras

Diversos contratos de deuda de la sociedad, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Generación Chile contienen cláusulas de cross default. La línea de crédito bajo ley chilena, que Enel Generación Chile subscribió en marzo de 2016, por UF 2,8 millones estipula que el cross default se desencadena solo por incumplimiento del propio Deudor, es decir de Enel Generación Chile, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Esta línea no ha sido desembolsada. La línea de crédito internacional de Enel Generación Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en febrero 2016 y que expira en febrero de 2020, tampoco hace referencia a ninguna de sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar por incumplimiento de otra deuda de Enel Generación Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora de la otra deuda debe exceder los US$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido en cada contrato. Al 31 de diciembre de 2017, esta línea de crédito no se encontraba desembolsada.

En los bonos de Enel Generación Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Generación Chile, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Los Yankee Bonds de Enel Generación Chile vencen en 2027, 2024, 2037 y 2097. Para el caso del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default aumentó a US$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 31 de diciembre de 2017, el monto adeudado por los Yankee Bonds totaliza M$ 438.757.209.

Los bonos de Enel Generación Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda los US$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 31 de diciembre de 2017, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M$ 324.822.376.

2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene el Grupo limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

Los bonos de Enel Generación Chile emitidos en Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2017, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,28.

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de $ 761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de diciembre de 2017, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Enel Generación Chile fue de $ 1.961.517.727 millones.

- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2017, la relación mencionada fue de 11,55.

- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enel Américas, y operaciones de asociadas de largo plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enel Américas; y ii) la suma de Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enel Américas, y operaciones de asociadas de largo plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enel Américas. Al 31 de diciembre de 2017, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US$ 83,39 millones, indicando que Enel Américas es un acreedor neto de Enel Generación Chile.

Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2017, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,28.

- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

La línea de crédito local (bajo ley chilena y que vence en abril de 2019) e internacional (bajo ley del Estado de Nueva York que vence en febrero 2020) de Enel Generación Chile incluyen los siguientes covenants cuyas definiciones y fórmulas de cálculo, idénticas entre sí, se establecen en los respectivos contratos.

- Razón de endeudamiento: Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y Patrimonio Neto menor o igual a 1,4. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que Patrimonio Neto es la suma entre Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2017, la Razón de apalancamiento fue de 0,39.
- Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA): Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y EBITDA menor o igual a 6,5. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que EBITDA es el Resultado de Explotación excluidos el Gasto por depreciación y amortización y la Reversión de pérdidas (pérdidas) por deterioro de valor que corresponda para los cuatro trimestres móviles que terminen en la fecha de cálculo. Al 31 de diciembre de 2017, el ratio Deuda/EBITDA fue de 1,34.

Por su parte, los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de diciembre de 2017, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Chile era la Razón de Endeudamiento presente en las dos líneas de crédito.

El resto de compañías del Grupo no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, Enel Generación Chile ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

Garantías Comprometidas Con Terceros, Otros Activos y Pasivos Contingentes y Otros Compromisos.

Al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, Enel Generación Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos.

Al 31 de diciembre de 2017, Enel Generación Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M$ 2.817.983 (M$ 3.981.129 al 31 de diciembre de 2016).

34. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enel Generación Chile, incluyendo la información relativa a las filiales y aquellas sociedades de negocio conjunto, en los países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 31 de diciembre de 2017 y 2016, era la siguiente:

País	31-12-2017				
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	Promedio del año
Chile	24	772	27	**823**	**842**
Argentina	-	23	2	**25**	**25**
Total	**24**	**795**	**29**	**848**	**867**

País	31-12-2016				
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	Promedio del año
Chile	25	798	34	**857**	**910**
Argentina	-	26	-	**26**	**27**
Total	**25**	**824**	**34**	**883**	**937**

Es importante destacar que las operaciones que Enel Generación Chile realiza fuera de Chile, a contar del 1 de marzo de 2016 pasaron a formar parte de una nueva sociedad denominada Enel Américas S.A. (Ver notas 3.j, 5.3 y Anexo 2).

35. SANCIONES.

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

1) Enel Generación Chile

Al 31.12.2017 se encuentran pendientes de resolución los reclamos judiciales en contra de las Resoluciones de la Seremi de Salud del Biobío N° 2658, que impuso una multa de 500 UTM, por supuestas infracciones relacionadas con el retiro de asbesto aprobado por la autoridad sanitaria.

Adicionalmente, a esta fecha se encuentra pendiente la reposición interpuesta en sumario sanitario iniciado por el acta de inspección N° 00788, de la Seremi de Salud de Antofagasta en el cual se impuso a la compañía una multa de 200 UTM, que a la fecha se encuentra pendiente de pago.

Finalmente se encuentra pendiente la reposición de la multa impuesta por la Seremi de Salud de Coquimbo, mediante Acta de Inspección N° 10066, por un monto de 500 UTM, relacionada con supuestas infracciones a las obligaciones y normas de seguridad laboral.

2) Gas Atacama Chile S.A.

Al 31.12.2017 La Superintendencia de Electricidad y Combustibles sancionó a Gasatacama (GAT) por un monto de 400 UTM, equivalentes a M$18.788, suma que fue pagada.

A la fecha se encuentra pendiente el reclamo de ilegalidad interpuesto por GAT en contra de la resolución SEC N° 15908, de fecha 02.11.2016, que cursa multa por un monto de 120.000 UTM, equivalentes a M$5.636.640. Esta sanción se encuentra actualmente reclamada ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

Adicionalmente se presentó un recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad de las normas en que se basó la SEC para aplicar las sanciones, visto que estaban derogadas por modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos, en el tiempo intermedio.

Asimismo se encuentran pendientes 3 reposiciones a las resoluciones de la Seremi de Salud de Tarapacá, mediante actas de inspección N° 3648742, 011599 y 766, multas por un monto de 500 UTM cada una respectivamente.

3) Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

No existen sanciones.

36. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2017 M$						31-12-2016 M$
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
Gas Atacama Chile	Monitoreo ambiental	Monitoreo Ambiental Cto. con SK Ecología, operación y mantenimiento CEMS	En proceso	1.463.204	-	1.463.204	-	-	1.463.204	-
	Normalización CEMS	Normalización bodegas, gestión ambiental	En proceso	1.021.630	1.021.630				1.021.630	
Pehuenche	Gastos medioambientales en centrales Hidroeléctricas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	6.787	-	6.787	-	-	6.787	6.515
Eólica Canela	Mejoramiento sectores revegetados	Mantenimiento RCA (Medio ambiente)	En proceso	104.810	104.810	-	-	-	104.810	-
	Gastos Medioambientales en CC.EE.	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso	18.347	-	18.347	-	-	18.347	94.770
Enel Generación Chile S.A	Gastos medioambientales en centrales Ciclo Combinado	Los principales gastos efectuados son: Bocamina U1-2: Operación y mantenimieno monitoreo estaciones calidad aire y meteorologica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validacion Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocineticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,	En proceso	1.252.355	-	1.252.355	-	-	1.252.355	567.616
	Gastos medioambientales en centrales Térmicas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	251.277	-	251.277	-	-	251.277	181.644
	Gastos medioambientales en centrales Hidroeléctricas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	870.281	-	870.281	-	-	870.281	243.264
	C.H. Ralco	Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Maipu	En proceso	5.075.137	5.075.137	-	-	-	5.075.137	4.497.330
	C.T. Tal Tal	Abatimiento Nox Taltal: Ingeniería, Obras Civiles y permisos	En proceso	1.290.133	1.290.133	-	-	-	1.290.133	3.173.813
			Total	**11.353.961**	**7.491.710**	**3.862.251**	**-**	**-**	**11.353.961**	**8.764.952**

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2016						31-12-2015 M$
				Monto desembolsos M$	Monto Activado M$	Monto Gasto M$	Monto desembolso a futuro M$	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos M$	Monto desembolso periodo anterior
Pehuenche	Gastos Medioambientales Centrales Hidroeléctricas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	6.515	-	6.515	-	-	6.515	16.877
Enel Generación Chile S.A	Gastos Medioambientales CC. CC.	Los principales gastos efectuados son: Bocamina U1-2: Operación y mantenimieno monitoreo estaciones calidad aire y meteorologica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validacion Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocineticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,	En proceso	567.616	-	567.616	-	-	567.616	196.060
	Gastos Medioambientales CC. TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.T.)	En proceso	181.644	-	181.644	-	-	181.644	127.053
	Gastos Medioambientales CC. HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.H.)	En proceso	243.264	-	243.264	-	-	243.264	-
	C.H. Ralco	Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Maipu	En proceso	4.497.330	4.497.330	-	-	-	4.497.330	
	C.T. Tal Tal	Abatimiento Nox Taltal: Ingeniería, Obras Civiles y permisos	En proceso	3.173.813	3.173.813	-	-	-	3.173.813	11.376
Gas Atacama Chile	Estudios, monitoreos y disposición de residuos	Higienización, tratamiento de residuos, sist.de gestión y control de plagas	Terminado	78.221	-	78.221	-	-	78.221	2.457.430
	Estudios, monitoreos y análisis de laboratorio	Retiro y dsposición final de residuos sólidos en C. Térmicas	En proceso	169.743	-	169.743	-	-	169.743	-
	Centrales a carbón	Norma de emisiones (Desox y Denox Tarapacá)	En proceso	27.648.451	27.648.451	-	-	-	27.648.451	-
	Planta ZLD (estudios)	Planta ZLD (estudios)	Terminado	13.470	13.470	-	-	-	13.470	1.051.017
Eólica Canela	Gastos Medioambientales en CC.EE.	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso	94.770	-	94.770	-	-	94.770	12
			Total	**36.674.837**	**35.333.064**	**1.341.773**	-	-	**36.674.837**	**3.859.825**

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2015 M$					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
PEHUENCHE	Gastos medioambientales en centrales Hidroeléctricas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	16.877	-	16.877	-	-	**16.877**
	Gastos medioambientales en centrales Hidroeléctricas	Regularización instalaciones de combustible; Regularizacion sistema de agua y alcantarillado; Regularización pozos de captación; Fabricación e instalacion cubetos derrame de acidos; Normalizacion cercado sitio arqueolog	En proceso	361.712	361.712	-	-	-	**361.712**
Enel Generación Chile S.A	Gastos medioambientales en centrales	Tratamiento de residuos, higienización	En proceso	2.455.575	-	2.455.575	-	-	**2.455.575**
	CT Bocamina	Monitoreo de emisiones, proyecto cems, abatimiento NOX	En proceso	1.855	1.855	-	-	-	**1.855**
	Proyecto Cems	Proyecto Cems C.T. Quintero	En proceso	33	33	-	-	-	**33**
		Proyecto Cems C.T. San Isidro II	En proceso	16	16	-	-	-	**16**
		Proyecto Cems C.T. Tal Tal	En proceso	12	12	-	-	-	**12**
	Regularizaciones C.H.	Regularizaciones C.H.	En proceso	155.485	155.485	-	-	-	**155.485**
	Regularizaciones C.H. Ralco	Programa Social Reforestación y Restauraciones camino bay pass Palmucho Chenqueco; reconstruccion Puente Lonquimay.	En proceso	1.051.017	61	-	-	-	**1.051.017**
CELTA	Tratamiento de residuos	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio retiro y disposición residuos	Terminado	196.060	-	196.060	-	-	**196.060**
	Tratamiento residuos	Retiro de residuos domésticos e industriales no peligrosos	Terminado	127.053	-	127.053	-	-	**127.053**
	Abatimiento de Nox (quemadores LNF+OFA), desulfurizador y monitoreo de emisioes CEMS	Abatimiento de Nox (quemadores LNF+OFA), desulfurizador y monitoreo de emisioes CEMS	Terminado	9.624	9.624	-	-	-	**9.624**
	Reforestación (RCA) Ojos de agua	Reforestación (RCA) Ojos de agua	Terminado	27.032	27.032	-	-	-	**27.032**
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso	11.376	-	11.376	-	-	**11.376**
			Total	**4.413.727**	**555.830**	**2.806.941**	**-**	**-**	**4.413.727**

37. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2017 y 2016, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

Nombre Sociedad	Saldo al 31 de diciembre de 2017												
	Estados Financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	35.369.243	186.760.346	**222.129.589**	(38.310.560)	(48.261.590)	(135.557.439)	**(222.129.589)**	152.501.383	(36.289.330)	**76.860.591**	-	**76.860.591**
Grupo GasAtacama Chile S.A.	Consolidado	182.143.224	611.319.090	**793.462.314**	(75.370.131)	(83.894.881)	(634.197.303)	**(793.462.315)**	307.272.380	(170.752.796)	**54.725.392**	(3.338.115)	**51.387.277**

Nombre Sociedad	Saldo al 31 de diciembre de 2016												
	Estados Financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	35.730.340	193.496.141	**229.226.481**	(43.012.321)	(50.044.060)	(136.170.100)	**(229.226.481)**	155.568.982	(23.529.449)	**88.610.786**	-	**88.610.786**
Grupo GasAtacama Chile S.A.	Consolidado	195.487.529	662.442.813	**857.930.342**	(86.380.335)	(89.573.087)	(681.976.920)	**(857.930.342)**	173.489.754	(87.098.923)	**43.329.082**	(1.779.413)	**41.549.669**
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Consolidado	-	-	**-**	-	-	-	**-**	219.980.554	(139.960.874)	**61.981.668**	(924.812)	**61.056.856**

38. HECHOS POSTERIORES.

- El Directorio de Enel Generación Chile S.A., en sesión ordinario celebrada con fecha 29 de enero de 2018, después de un largo análisis, acordó unánimemente detener y abandonar el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos Neltume y Choshuenco por no ser económicamente viables, reconociendo una pérdida por un monto de $25.106 millones (pesos chilenos). Lo anterior afecta el resultado neto de la compañía en sus Estados Financieros Consolidados correspondientes al ejercicio 2017.

  Adicionalmente, el Directorio acordó en forma unánime devolver al Estado de Chile los derechos de aguas de tales proyectos.

- En relación con la oferta pública de adquisición de acciones que Enel Chile S.A. ha efectuado sobre la totalidad de las acciones y de los American Depositary Shares emitidos por Enel Generación Chile S.A.:

  Con fecha 21 de febrero de 2018, y de conformidad con lo establecido en el artículo 207 letra c) de la Ley 18.045, la Compañía ha recibió los informes individuales de los Directores de la Sociedad, señores Enrique Cibié Bluth, Jorge Atton Palma, Julio Pellegrini Vial, Giuseppe Conti, Umberto Magrini, Luca Noviello, Francesco Giorgianni, Mauro Di Carlo y Fabrizio Barderi.

  Asimismo, en cumplimiento con lo previsto en el referido artículo 207 letra c), se dejó constancia que copia de los señalados informes y del prospecto de la OPA a que se refiere el artículo 203 de la Ley 18.045, han quedado a disposición del público y de los señores accionistas en el sitio Web de la Compañía www.enelgereración.cl.

- No se han producidos otros hechos posteriores significativos entre el 1 de Enero de 2018 y a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados.

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

Este anexo es parte de la Nota 2.4 “sociedades filiales”.

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	Saldo al 31 de diciembre de 2017			Saldo al 31 de diciembre de 2016			Relación	País	Actividad
			% Control			% Control					
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
96.830.980-3	GasAtacama Chile S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.(*)	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural

(*) La compañía dejó de ser una filial en el año 2016, sin embargo se convirtió en una asociada. Se ejerce una influencia significativa a través del control de la sociedad por parte de Enel Generación Chile.

ANEXO N° 2 VARIACIONES DEL PERIMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Este anexo corresponde a la Nota 2.4.1 “Variaciones del perímetro de consolidación”.

Exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2017 y 2016:

Sociedad	Saldo al 31 de diciembre de 2017				Saldo al 31 de diciembre de 2016			
	% Control				% Control			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Eólica Canela S.A.(1)	0,00%	75,00%	75,00%	Integración global	-	-	-	Integración global
Electrogas S.A. (2)	0,00%	42,50%	42,50%	Puesta en equivalencia	-	-	-	-
Gasoducto TalTal S.A.	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	-	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A.	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	-	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A.	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	-	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Quintero S.A.(3)	0,00%	0,00%	0,00%	Método de Participación	-	20,00%	20,00%	Método de Participación
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	96,21%	0,00%	96,21%	Integración global
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	50,00%	50,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama S.A.	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Southern Cone Power Argentina S.A. (6)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	98,00%	2,00%	100,00%	Integración global
Emgesa S.A. E.S.P. (4)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	56,43%	0,00%	56,43%	Integración global
Emgesa Panama S.A. (4)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	0,00%	56,43%	56,43%	Integración global
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.(4)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	0,00%	94,95%	94,95%	Integración global
Enel Generación el Chocón S.A. (ex - Hidroeléctrica El Chocón S.A.)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	2,48%	65,19%	67,67%	Integración global
Hidroinvest S.A. (4)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	41,94%	54,15%	96,09%	Integración global
Enel Generación Costanera S.A. (ex - Central Costanera S.A.)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	24,85%	50,82%	75,67%	Integración global
Ingendesa do Brasil Ltda. (4)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	1,00%	99,00%	100,00%	Integración global
Enel Generación Perú S.A (ex - Edegel) (4)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	29,40%	54,20%	83,60%	Integración global
Chinango S.A.C. (4)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	0,00%	80,00%	80,00%	Integración global
Generandes Perú S.A. (4)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	61,00%	0,00%	61,00%	Integración global
Distrilec Inversora S.A. (4)	0,00%	0,00%	0,00%	Método de Participación	0,89%	0,00%	0,89%	Método de Participación
Enel Trading Argentina S.R.L. (ex-Endesa Cemsa S.A.)(4)	0,00%	0,00%	0,00%	Método de Participación	0,00%	45,00%	45,00%	Método de Participación
Enel Argentina S.A. (ex Endesa Argentina S.A.) (5) (6)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	99,88%	0,12%	100,00%	Integración global
Central Térmica Manuel Belgrano (4)	0,00%	0,00%	0,00%	Método de Participación	0,00%	24,18%	24,18%	Método de Participación
Central Térmica San Martin (4)	0,00%	0,00%	0,00%	Método de Participación	0,00%	24,18%	24,18%	Método de Participación
Central Vuelta Obligada S.A. (4)	0,00%	0,00%	0,00%	Método de Participación	0,00%	3,45%	3,45%	Método de Participación
Enel Brasil S.A. (4)	0,00%	0,00%	0,00%	Método de Participación	34,64%	4,00%	38,64%	Método de Participación

(1) La sociedad fue disuelta con fecha de 30 de noviembre de 2017.

(2) Ver Nota 5.2

(3) Ver Nota 12.1.b

(4) Ver Nota 5.3

(5) La compañía dejó de ser una filial en el año 2016, sin embargo se convirtió en una asociada. Se ejerce una influencia significativa a través del control de la sociedad por parte de Enel Generación Chile.

(6) Ver Nota 12.1.a)

ANEXO N° 3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

Este anexo corresponde a la Nota 3.h “Inversiones contabilizadas por el método de la participación”.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	Saldo al 31 de diciembre de 2017 %Participación			Saldo al 31 de diciembre de 2016 %Participación			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (1)	Peso Chileno	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
76.418.940-K	GNL Chile.S.A. (3)	Dólar	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	Asociadas	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
96.806.130-5	Electrogas S.A. (4)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	42,50%	0,00%	42,50%	Asociadas	Chile	Sociedad de Cartera
76.788.080-4	GNL Quintero S.A(5)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	20,00%	0,00%	20,00%	Asociadas	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A.(6)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	2,00%	0,00%	2,00%	Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.) (6)	Peso Argentino	0,00%	0,12%	0,12%	0,00%	0,12%	0,12%	Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera

(1) Ver Nota 5.1

(2) Ver Nota 12.3

(3) Ver Nota 12.2

(4) Ver Nota 5.2

(5) Ver Nota 12.1.b

(6) La compañía dejó de ser una filial en el año 2016, sin embargo se convirtió en una asociada. Se ejerce una influencia significativa a través del control de la sociedad por parte de Enel Generación Chile.

ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA

Este anexo corresponde a la Nota 17 “Otros pasivos financieros”.

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al	Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	31-12-2017	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	31-12-2017	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	31-12-2016	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	31-12-2016
				M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	Ch$	6,00%	No	109	-	109	-	-	-	-	-	-	4.181	-	4.181	-	-	-	-	-	-
			Total	109	-	109	-	-	-	-	-	-	4.181	-	4.181	-	-	-	-	-	-

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31-12-2017									31-12-2016							
								Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
								M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander	Chile	Ch$	6,00%	12	-	12	-	-	-	-	-	-	2.133	-	2.133	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco de Crédito e Inversiones	Chile	Ch$	6,00%	97	-	97	-	-	-	-	-	-	2.048	-	2.048	-	-	-	-	-	-
				Total	M$			109	-	109	-	-	-	-	-	-	4.181	-	4.181	-	-	-	-	-	-

b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

- Resumen de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al	Vencimiento		Total Corriente al	Vencimiento					Total No Corriente al
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	31-12-2017	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	31-12-2017	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	31-12-2016	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	31-12-2016
				M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	US$	6,90%	No	6.697.979	20.093.935	**26.791.914**	26.791.913	26.791.913	26.791.913	26.791.913	568.727.913	**675.895.565**	7.264.786	21.794.359	**29.059.145**	29.059.146	29.059.146	29.059.146	29.059.146	641.348.382	**757.584.966**
Chile	U.F.	5,48%	No	5.775.038	22.689.438	**28.464.476**	51.927.014	49.837.566	47.748.117	45.658.669	256.992.562	**452.063.928**	6.466.160	24.665.200	**31.131.360**	30.632.431	53.611.843	51.316.337	49.020.930	305.390.728	**489.972.169**
			Total	**12.473.017**	**42.783.373**	**55.256.390**	**78.718.927**	**76.629.479**	**74.540.030**	**72.450.582**	**825.620.475**	**1.127.959.493**	**13.730.946**	**46.459.559**	**60.190.505**	**59.691.577**	**82.670.989**	**80.375.483**	**78.079.976**	**946.739.110**	**1.247.557.135**

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31-12-2017									31-12-2016							
									Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días M$	Corriente más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	Menos de 90 días M$	Corriente más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US$	7,88%	No	2.612.406	7.837.217	10.449.623	10.449.623	10.449.623	10.449.623	10.449.623	170.108.928	211.907.420	2.832.647	8.497.942	11.330.589	11.330.590	11.330.590	11.330.590	11.330.590	196.227.387	241.549.747
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US$	7,33%	No	833.743	2.501.229	3.334.972	3.334.972	3.334.972	3.334.972	3.334.972	86.312.007	99.651.895	903.234	2.709.703	3.612.937	3.612.937	3.612.937	3.612.937	3.612.937	93.701.216	108.152.964
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US$	8,13%	No	530.161	1.590.483	2.120.644	2.120.644	2.120.644	2.120.644	2.120.644	51.884.633	60.367.209	574.765	1.724.294	2.299.059	2.299.059	2.299.059	2.299.059	2.299.059	56.341.806	65.538.042
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US$	4,25%	No	2.721.669	8.165.006	10.886.675	10.886.674	10.886.674	10.886.674	10.886.674	260.422.345	303.969.041	2.954.140	8.862.420	11.816.560	11.816.560	11.816.560	11.816.560	11.816.560	295.077.973	342.344.213
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	6,20%	No	1.414.018	9.606.378	11.020.396	10.516.773	10.013.150	9.509.527	9.005.904	44.726.323	83.771.677	1.525.571	9.843.433	11.369.004	10.870.075	10.371.146	9.872.218	9.373.289	52.887.199	93.373.927
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,75%	No	4.361.020	13.083.060	17.444.080	41.410.241	39.824.416	38.238.590	36.652.765	212.166.239	368.292.251	4.940.589	14.821.767	19.762.356	19.762.356	43.240.697	41.444.119	39.647.541	252.503.529	396.598.242
				Total		**M$**			12.473.017	42.783.373	**55.256.390**	78.718.927	76.629.479	74.540.030	72.450.582	825.620.475	**1.127.959.493**	13.730.946	46.459.559	**60.190.505**	59.691.577	82.670.989	80.375.483	78.079.976	946.739.110	**1.247.557.135**

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31-12-2017									31-12-2016								
								Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días M$	más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	Menos de 90 días M$	más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$
91.081.000-	Enel Generación Chile S.A.	Chile	76.555.400-4	Transelec S.A	Chile	US$	6,50%	685.232	2.052.448	2.737.680	2.728.693	2.719.123	2.708.931	2.698.076	4.473.883	15.328.706	734.006	2.200.827	2.934.833	2.931.533	2.928.019	2.924.276	2.920.289	7.777.314	19.481.431
								685.232	2.052.448	**2.737.680**	2.728.693	2.719.123	2.708.931	2.698.076	4.473.883	**15.328.706**	734.006	2.200.827	**2.934.833**	2.931.533	2.928.019	2.924.276	2.920.289	7.777.314	**19.481.431**

ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Generación Chile.

El detalle de los activos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados
al 31 de diciembre de 2017 y 2016
(En miles de pesos)

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
ACTIVOS CORRIENTES	**Moneda extranjera**	**Moneda funcional**	**31-12-2017 M$**	**31-12-2016 M$**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			**20.048.279**	**9.448.384**
	Dólares	Peso chileno	13.784.935	4.640.978
	Peso Argentino	Peso chileno	6.263.344	4.807.406
Otros activos financieros corrientes			**20.441.149**	**422.705**
	Dólares	Peso chileno	20.441.149	422.705
Otros Activos No Financieros, Corriente			**934.647**	**122.283**
	Dólares	Peso chileno	902.026	65.138
	Peso Argentino	Peso chileno	32.621	57.145
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes			**6.346.175**	**931.882**
	Dólares	Peso chileno	5.273.103	-
	Peso Argentino	Peso chileno	1.073.072	931.882
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			**65.225.546**	**16.780.275**
	Dólares	Peso chileno	22.833.551	16.780.275
	Euros	Peso chileno	42.391.995	-
Activos por impuestos corrientes			**146.525**	**302.528**
	Peso Argentino	Peso chileno	146.525	302.528
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			**113.142.321**	**28.008.057**

ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Otros activos financieros no corrientes			**30.789.703**	**26.185.923**
	Dólares	Peso chileno	30.789.703	26.185.923
Otros activos no financieros no corrientes			**701.684**	**303.837**
	Dólares	Peso chileno	322.744	-
	Peso Argentino	Peso chileno	378.940	303.837
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes			**62.563**	**27.567**
	Peso Argentino	Peso chileno	62.563	27.567
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente			**-**	**-**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			**3.888.467**	**4.074.269**
	Dólares	Peso chileno	3.783.316	3.982.932
	Peso Argentino	Peso chileno	105.151	91.337
Activos intangibles distintos de la plusvalía			**253.849**	**194.529**
	Peso Argentino	Peso chileno	253.849	194.529
Propiedades, Planta y Equipo			**15.450.783**	**16.039.114**
	Peso Argentino	Peso chileno	15.450.783	16.039.114
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			**51.147.049**	**46.825.239**
TOTAL ACTIVOS			**164.289.371**	**74.833.296**

PASIVOS CORRIENTES	Moneda extranjera	31-12-2017 Hasta 90 días M$	31-12-2017 91 días a 1 año M$	31-12-2016 Hasta 90 días M$	31-12-2016 91 días a 1 año M$
Otros pasivos financieros corrientes		**7.999.743**	**13.681.329**	**15.017.154**	**3.793.737**
	Dólares	7.999.743	13.681.329	15.017.154	3.793.737
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes		**20.092.325**	**-**	**10.919.134**	**-**
	Dólares	16.184.962	-	8.563.997	-
	Euros	3.174.586	-	1.384.882	-
	Peso Argentino	732.777	-	970.255	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		**24.125.790**	**-**	**591.686**	**-**
	Dólares	8.394.761	-	-	-
	Euros	15.717.455	-	563.655	-
	Pesos Colombianos	-	-	14.457	-
	Peso Argentino	13.574	-	13.574	-
Otras provisiones corrientes		**45.419**	**-**	**20.860**	**-**
	Peso Argentino	45.419	-	20.860	-
Pasivos por impuestos corrientes		**146.769**	**-**	**-**	**-**
	Peso Argentino	146.769	-	-	-

TOTAL PASIVOS CORRIENTES	**52.410.046**	**13.681.329**	**26.548.834**	**3.793.737**

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda extranjera	31-12-2017 de 13 meses a 5 años M$	31-12-2017 mas de 5 años M$	31-12-2016 de 13 meses a 5 años M$	31-12-2016 mas de 5 años M$
Otros pasivos financieros no corrientes		**29.636.407**	**434.446.795**	**61.372.923**	**475.084.614**
	Dólares	29.636.407	434.446.795	61.372.923	475.084.614
Otras cuentas por pagar no corrientes		**174.290**	**-**	**917.620**	**-**
	Dólares	947	-	-	-
	Euros	-	-	29.952	-
	Peso Argentino	173.343	-	887.668	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes		**-**	**318.518**	**-**	**-**
	Euros	-	318.518	-	-
Pasivo por impuestos diferidos		**4.459.081**	**-**	**3.751.112**	**-**
	Peso Argentino	4.459.081	-	3.751.112	-

TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**34.269.778**	**434.765.313**	**66.041.655**	**475.084.614**

TOTAL PASIVOS	**86.679.824**	**448.446.642**	**92.590.489**	**478.878.351**

ANEXO N°6 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Generación Chile.

a) Estratificación de la cartera.

- Por antigüedad de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2017											
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
Cuentas Comerciales bruto	186.769.753	3.057.994	333.078	279.100	10.021	42.015	334.297	399.552	228.498	4.116.042	195.570.350	62.563
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.258.817)	(1.258.817)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	23.866.474	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.866.474	970.360
Total	**210.636.227**	**3.057.994**	**333.078**	**279.100**	**10.021**	**42.015**	**334.297**	**399.552**	**228.498**	**2.857.225**	**218.178.007**	**1.032.923**

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2016											
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
Cuentas Comerciales bruto	190.007.048	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	214.479.114	5.751.510
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.314.311)	(1.314.311)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	47.275.283	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47.275.283	1.036.927
Total	**237.282.331**	**2.770.582**	**1.165.177**	**773.502**	**900.093**	**5.101.117**	**13.609**	**553.986**	**3.593.733**	**8.285.956**	**260.440.086**	**6.788.437**

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	31-12-2017						31-12-2016					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Numero de clientes	Monto bruto M$	Numero de clientes	Monto bruto M$	Numero de clientes	Monto bruto M$	Numero de clientes	Monto bruto M$	Numero de clientes	Monto bruto M$	Numero de clientes	Monto bruto M$
al día	502	186.724.468	2	107.848	504	186.832.316	402	195.758.558	-	-	402	195.758.558
Entre 1 y 30 días	85	3.057.994	-	-	85	3.057.994	91	2.770.582	-	-	91	2.770.582
Entre 31 y 60 días	68	333.078	-	-	68	333.078	62	1.165.177	-	-	62	1.165.177
Entre 61 y 90 días	28	279.100	-	-	28	279.100	55	773.502	-	-	55	773.502
Entre 91 y 120 días	71	10.021	-	-	71	10.021	41	900.093	-	-	41	900.093
Entre 121 y 150 días	99	42.015	-	-	99	42.015	85	5.101.117	-	-	85	5.101.117
Entre 151 y 180 días	45	334.297	-	-	45	334.297	87	13.609	-	-	87	13.609
Entre 181 y 210 días	48	399.552	-	-	48	399.552	29	553.986	-	-	29	553.986
Entre 211 y 250 días	33	228.498	-	-	33	228.498	26	3.593.733	-	-	26	3.593.733
superior a 251 días	323	4.116.042	-	-	323	4.116.042	79	9.600.267	-	-	79	9.600.267
Total	**1.302**	**195.525.065**	**2**	**107.848**	**1.304**	**195.632.913**	**957**	**220.230.624**	-	-	**957**	**220.230.624**

b) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	**31-12-2017 M$**	**31-12-2016 M$**	**31-12-2015 M$**
Provisión cartera no repactada	(55.494)	-	371.558
Recuperos del período	-	-	-
Total	**(55.494)**	-	371.558

c) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	31-12-2017		31-12-2016		31-12-2015	
	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:						
Número de operaciones	-	5	-	-	12	12
Monto de las operaciones M$	-	(55.494)	-	-	371.558	371.558

ANEXO N°6.1 DETALLE DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Generación Chile.

a) Estratificación de la cartera.

- Por antigüedad de los Cuentas comerciales:

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2017												
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad 251-364 días M$	Morosidad Mayor a 365 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
Cuentas Comerciales Generación y Transmisión	**186.769.753**	**3.057.994**	**333.078**	**279.100**	**10.021**	**42.015**	**334.297**	**399.552**	**228.498**	**1.596.976**	**2.519.066**	**195.570.350**	**62.563**
-Grandes Clientes	186.724.468	3.057.994	333.078	279.100	10.021	42.015	334.297	399.552	228.498	1.596.976	2.519.066	195.525.065	62.563
-Otros	45.285	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.285	-
Provision Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.103.086)	(155.731)	(1.258.817)	-
Servicios no facturados	138.781.170	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138.781.170	-
Servicios facturados	47.988.583	3.057.994	333.078	279.100	10.021	42.015	334.297	399.552	228.498	1.596.976	2.519.066	56.789.180	-
Total Cuentas Comerciales Brutos	186.769.753	3.057.994	333.078	279.100	10.021	42.015	334.297	399.552	228.498	1.596.976	2.519.066	**195.570.350**	**62.563**
Total Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.103.086)	(155.731)	**(1.258.817)**	-
Total Cuentas Comerciales Netos	186.769.753	3.057.994	333.078	279.100	10.021	42.015	334.297	399.552	228.498	493.890	2.363.335	**194.311.533**	**62.563**

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2016												
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad a 251-364 días M$	Morosidad Mayor a 365 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
Cuentas Comerciales Generación y Transmisión	**190.007.048**	**2.770.582**	**1.165.177**	**773.502**	**900.093**	**5.101.117**	**13.609**	**553.986**	**3.593.733**	**9.600.267**	**-**	**214.479.114**	**5.751.510**
-Grandes Clientes	189.991.196	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	-	214.463.262	5.723.943
-Otros	15.852	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.852	27.567
Provision Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.314.311)	-	(1.314.311)	-
Servicios no facturados	125.367.509	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125.367.509	3.308.454
Servicios facturados	64.639.539	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	-	89.111.605	2.443.056
Total Cuentas Comerciales Brutos	190.007.048	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	-	**214.479.114**	**5.751.510**
Total Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.314.311)	-	**(1.314.311)**	-
Total Cuentas Comerciales Netos	190.007.048	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	8.285.956	-	**213.164.803**	**5.751.510**

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	31-12-2017										
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total cartera bruta M$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	**186.769.753**	**3.057.994**	**333.078**	**279.100**	**10.021**	**42.015**	**334.297**	**399.552**	**228.498**	**4.116.042**	**195.570.350**
-Grandes Clientes	186.724.468	3.057.994	333.078	279.100	10.021	42.015	334.297	399.552	228.498	4.116.042	195.525.065
-Otros	45.285	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.285
Total cartera bruta	**186.769.753**	**3.057.994**	**333.078**	**279.100**	**10.021**	**42.015**	**334.297**	**399.552**	**228.498**	**4.116.042**	**195.570.350**

Tipos de cartera	31-12-2016										
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total cartera bruta M$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	**190.007.048**	**2.770.582**	**1.165.177**	**773.502**	**900.093**	**5.101.117**	**13.609**	**553.986**	**3.593.733**	**9.600.267**	**214.479.114**
-Grandes Clientes	189.991.196	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	**214.463.262**
-Otros	15.852	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**15.852**
Total cartera bruta	**190.007.048**	**2.770.582**	**1.165.177**	**773.502**	**900.093**	**5.101.117**	**13.609**	**553.986**	**3.593.733**	**9.600.267**	**214.479.114**

ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Generación Chile

País	Chile				Total			
	31-12-2017		31-12-2016		31-12-2017		31-12-2016	
BALANCE	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	40.584.214	6.235.517	29.836.181	5.522.921	40.584.214	6.235.517	29.836.181	5.522.921
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	105.768.269	43.356.142	111.304.041	19.109.490	105.768.269	43.356.142	111.304.041	19.109.490
Total Activo estimado	**146.352.483**	**49.591.659**	**141.140.222**	**24.632.411**	**146.352.483**	**49.591.659**	**141.140.222**	**24.632.411**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	20.942.895	5.818.224	17.499.611	191.657	20.942.895	5.818.224	17.499.611	191.657
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	39.101.357	41.338.368	20.844.033	37.425.664	39.101.357	41.338.368	20.844.033	37.425.664
Total Pasivo estimado	**60.044.252**	**47.156.592**	**38.343.644**	**37.617.321**	**60.044.252**	**47.156.592**	**38.343.644**	**37.617.321**

País	Chile						Total					
	31-12-2017		31-12-2016		31-12-2015		31-12-2017		31-12-2016		31-12-2015	
RESULTADO	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$
Venta Energía	**146.352.483**	**49.591.659**	**122.806.219**	**24.269.608**	**131.440.713**	**23.919.361**	**146.352.483**	**49.591.659**	**122.806.219**	**24.269.608**	**131.440.713**	**23.919.361**
Compra de Energía	**60.035.699**	**47.156.593**	**39.670.997**	**32.087.476**	**28.630.375**	**43.204.333**	**60.035.699**	**47.156.593**	**39.670.997**	**32.087.476**	**28.630.375**	**43.204.333**

ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Generación Chile.

Proveedores con pagos al día	31-12-2017				31-12-2016			
	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
Hasta 30 días	-	94.132.901	-	94.132.901	-	90.386.018	-	90.386.018
Total	**-**	**94.132.901**	**-**	**94.132.901**	**-**	**90.386.018**	**-**	**90.386.018**