ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.
Y SUBSIDIARIAS

Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre
de 2018 y 2017 y por los años terminados
al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016.

(Con el Informe de los Auditores Independientes)

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

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 Subsidiarias, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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 2018, 2017 y 2016 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 2018, 2017 y 2016, no hemos auditado los estados financieros de ciertas asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, clasificadas como inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, los cuales representan en su conjunto un activo total de M$3.353.181 y M$3.888.462 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente; y un resultado neto devengado (utilidad) de M$891.993, M$886.134 y M$8.709.779 (M$4.897.102 operaciones continuas y M$3.812.677 operaciones discontinuadas) por los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2016, no hemos auditado los estados financieros de ciertas subsidiarias clasificadas como disponibles para su distribución, las cuales representan en su conjunto un resultado neto devengado (utilidad) de M$53.105.613 (M$0 operaciones continuas y M$53.105.613 operaciones discontinuadas), por el año terminado al 31 de diciembre 2016. 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 subsidiarias, 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 y 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 quesean 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 Subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Gonzalo Rojas Ruz

KPMG Ltda.

Santiago, 28 de febrero de 2019

©KPMG Auditores y 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 SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2018 y 2017

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	151.989.905	211.027.141
Otros activos financieros, corrientes	8	38.564.527	20.523.276
Otros activos no financieros, corrientes	9	10.838.242	13.136.459
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	10	239.425.507	207.208.820
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	11	135.105.117	109.797.820
Inventarios	12	43.770.781	31.740.903
Activos por impuestos, corrientes	13	52.773.274	65.164.708
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**672.467.353**	**658.599.127**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros, no corrientes	8	2.362.570	33.391.398
Otros activos no financieros, no corrientes	9	12.545.299	12.853.459
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	10	1.156.638	1.032.923
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	12.826.892	16.912.454
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	23.910.977	18.607.973
Plusvalía	16	24.860.356	24.860.356
Propiedades, planta y equipo	17	2.919.097.994	2.788.204.501
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**2.996.760.726**	**2.895.863.064**
TOTAL ACTIVOS		**3.669.228.079**	**3.554.462.191**

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2018 y 2017

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, corrientes	19	125.350.544	18.815.435
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	22	275.331.618	309.883.528
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	11	152.932.289	122.862.944
Otras provisiones, corrientes	23	5.182.867	5.296.635
Pasivos por impuestos, corrientes	13	12.541.174	66.933.261
Otros pasivos no financieros corrientes	9	22.542.716	19.564.698
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		**593.881.208**	**543.356.501**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, no corrientes	19	799.813.225	781.978.145
Otras cuentas por pagar, no corrientes	22	450.421	632.643
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	11	-	318.518
Otras provisiones, no corrientes	23	79.493.801	63.992.567
Pasivo por impuestos diferidos	18	183.487.402	160.293.916
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	24	14.610.975	14.875.948
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**1.077.855.824**	**1.022.091.737**
TOTAL PASIVOS		**1.671.737.032**	**1.565.448.238**
PATRIMONIO			
Capital emitido	25	552.777.321	552.777.321
Ganancias acumuladas		1.509.995.045	1.398.018.155
Primas de emisión	25	85.511.492	85.511.492
Otras reservas	25	(177.763.273)	(74.789.241)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**1.970.520.585**	**1.961.517.727**
Participaciones no controladoras		**26.970.462**	**27.496.226**
TOTAL PATRIMONIO		**1.997.491.047**	**1.989.013.953**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**3.669.228.079**	**3.554.462.191**

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre		
		2018 M$	2017 M$	2016 M$
Ingresos de actividades ordinarias	26	1.481.554.138	1.599.032.140	1.639.959.815
Otros ingresos	26	39.500.045	35.904.948	19.767.514
Total de Ingresos Operacionales		**1.521.054.183**	**1.634.937.088**	**1.659.727.329**
Materias primas y consumibles utilizados	27	(809.974.152)	(903.978.006)	(895.060.114)
Margen de Contribución		**711.080.031**	**730.959.082**	**764.667.215**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	17.4.b	7.449.013	7.226.484	9.758.304
Gastos por beneficios a los empleados	28	(53.800.538)	(54.222.470)	(60.350.072)
Gasto por depreciación y amortización	29	(117.765.263)	(117.337.553)	(132.600.381)
Pérdidas por deterioro de valor (Reversión de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	29	(100.900)	55.494	(30.785.531)
Otros gastos, por naturaleza	30	(82.478.947)	(102.821.020)	(119.303.215)
Resultado de Explotación		**464.383.396**	**463.860.017**	**431.386.320**
Otras ganancias (pérdidas)	31	3.434.503	113.088.869	121.490.974
Ingresos financieros	32	5.778.242	5.273.672	6.150.751
Costos financieros	32	(48.189.495)	(50.851.829)	(55.701.778)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	3.281.453	(2.696.904)	7.878.201
Diferencias de cambio	32	(3.055.807)	8.822.301	13.266.320
Resultado por unidades de reajuste (*)	32	(2.480.291)	145.608	606.075
Ganancia antes de impuestos		**423.152.001**	**537.641.734**	**525.076.863**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	33	(104.946.765)	(112.099.519)	(83.216.935)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		**318.205.236**	**425.542.215**	**441.859.928**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	5.2	-	-	79.572.445
GANANCIA		**318.205.236**	**425.542.215**	**521.432.373**
Ganancia atribuible a				
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		309.029.455	418.453.814	472.558.428
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	25.7	9.175.781	7.088.401	48.873.945
GANANCIA		**318.205.236**	**425.542.215**	**521.432.373**
Ganancia por acción básica				
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	$ / acción	37,68	51,02	52,77
Ganancia por acción básica en operaciones discontinuadas	$ / acción	-	-	4,85
Ganancia por acción básica	$ / acción	37,68	51,02	57,62
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	37,68	51,02	52,77
Ganancias diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	$ / acción	-	-	4,85
Ganancias diluida por acción	$ / acción	37,68	51,02	57,62
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58

(*) En esta nota se incluye el efecto por Hiperinflación Argentina

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre		
		2018 M$	2017 M$	2016 M$
Ganancia (Pérdida)		**318.205.236**	**425.542.215**	**521.432.373**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos				
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	18 / 24.2	(325.252)	251.976	(1.757.402)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		**(325.252)**	**251.976**	**(1.757.402)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos				
(Pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	18	(5.522.334)	(3.690.798)	(139.529.128)
(Pérdidas) ganancias por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	18	(15)	8	18
(Pérdidas) ganancias por coberturas de flujos de efectivo	18	(157.077.145)	73.333.487	66.502.675
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultado	18	18.227.145	23.976.029	20.456.663
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		-	-	(11.904.709)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		**(144.372.349)**	**93.618.726**	**(64.474.481)**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**(144.697.601)**	**93.870.702**	**(66.231.883)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos	18	87.818	(68.034)	474.498
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejericio		**87.818**	**(68.034)**	**474.498**
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		37.616.791	(26.139.149)	(20.924.809)
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta	18	4	(2)	(5)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		**37.616.795**	**(26.139.151)**	**(20.924.814)**
Total Otro resultado integral		**(106.992.988)**	**67.663.517**	**(86.682.199)**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**211.212.248**	**493.205.732**	**434.750.174**
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		202.172.256	486.205.094	450.858.649
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		9.039.992	7.000.638	(16.108.475)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**211.212.248**	**493.205.732**	**434.750.174**

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016

(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 2018	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
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	506.760	506.760	16.427	523.187
Saldo Inicial Reexpresado	552.777.321	85.511.492	12.608.918	(52.329.034)	-	(1.027)	(35.068.098)	-	(74.789.241)	1.398.524.915	1.962.024.487	27.512.653	1.989.537.140
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										309.029.455	309.029.455	9.175.781	318.205.236
Otro resultado integral			(5.386.947)	(101.233.208)	(237.033)	(11)	-	-	(106.857.199)		(106.857.199)	(135.789)	(106.992.988)
Resultado integral											202.172.256	9.039.992	211.212.248
Dividendos										(197.322.292)	(197.322.292)	(9.680.615)	(207.002.907)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	237.033	-	3.646.134	-	3.883.167	(237.033)	3.646.134	98.433	3.744.567
Total de cambios en patrimonio	-	-	(5.386.947)	(101.233.208)	-	(11)	3.646.134	-	(102.974.032)	111.470.130	8.496.098	(542.191)	7.953.907
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**552.777.321**	**85.511.492**	**7.221.971**	**(153.562.242)**	**-**	**(1.038)**	**(31.421.964)**	**-**	**(177.763.273)**	**1.509.995.045**	**1.970.520.585**	**26.970.462**	**1.997.491.047**

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
Saldo Inicial Reexpresado	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**

(1) Considera un cargo a resultados acumulados por M$ 141.284 por la aplicación de NIIF 9 y un abono a resultados acumulados por M$ 664.471 por aplicación de NIC 29. Ver notas 2.2.a) – deterioro de valor - y 2.7.4., respectivamente.

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016
(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre 2018 M$	2017 M$	2016 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		1.907.020.342	2.096.113.174	2.374.348.805
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		-	-	1.967.684
Cobros procedentes de contratos mantenidos con propósitos de intermediación o para negociar		-	-	-
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		8.229.203	6.808.382	4.108.308
Otros cobros por actividades de operación		267.291	12.096.424	260.080
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.189.827.156)	(1.302.502.517)	(1.432.187.182)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(53.181.080)	(57.204.085)	(70.830.372)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(13.217.306)	(14.551.177)	(21.525.259)
Otros pagos por actividades de operación		(97.141.445)	(93.435.079)	(185.124.143)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(96.375.125)	(157.951.053)	(107.229.062)
Otras (salidas) de efectivo		(501.449)	(1.206.687)	(4.600.270)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**465.273.275**	**488.167.382**	**559.188.589**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	7	-	115.582.806	133.206.429
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		-	(1.943.100)	(2.346.000)
Préstamos a entidades relacionadas		(83.414.780)	(6.639.995)	(6.457.077)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		4.640.835	4.274.470	42.597
Compras de propiedades, planta y equipo		(222.327.048)	(206.775.663)	(194.880.395)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(1.210.213)	(7.808.837)	(7.860.258)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		352.734	835.105	3.439.049
Cobros a entidades relacionadas		68.622.702	6.639.996	1.907.339
Dividendos recibidos		1.527.254	879.884	8.682.538
Intereses recibidos		3.635.059	3.087.687	3.686.258
Otras entradas (salidas) de efectivo		48.423	-	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(228.125.034)**	**(91.867.647)**	**(60.579.520)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Total importes procedentes de préstamos		**-**	**-**	**257.661.770**
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	-	249.359.440
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		-	-	8.302.330
Préstamos de entidades relacionadas		69.204.437	31.680.253	37.096.734
Pagos de préstamos		(5.654.112)	(5.534.483)	(182.345.064)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(1.889.685)	(2.592.237)	(1.744.003)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(66.540.959)	(31.680.253)	(204.524.335)
Dividendos pagados		(239.385.950)	(244.539.407)	(126.718.920)
Intereses pagados		(47.195.320)	(44.320.297)	(76.403.433)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(478.035)	(4.848.787)	(222.675.977)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(291.939.624)**	**(301.835.211)**	**(519.653.228)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**(54.791.383)**	**94.464.524**	**(21.044.159)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(4.245.853)	2.076.138	(14.207.725)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(59.037.236)**	**96.540.662**	**(35.251.884)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	7	211.027.141	114.486.479	149.738.363
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	7	**151.989.905**	**211.027.141**	**114.486.479**

ÍNDICE

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO. 10

1.1 Proyecto de Reorganización societaria en el Grupo Enel 11

2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS. 13

2.1 Bases de preparación 13
2.2 Nuevos pronunciamientos contables. 13
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas 22
2.4 Sociedades subsidiarias 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 27
d) Deterioro del valor de los activos no financieros 28
e) Arrendamientos 29
f) Instrumentos financieros 30
g) Medición del valor razonable 33
h) Inversiones contabilizadas por el método de la participación 34
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 37
p) Reconocimiento de ingresos y gastos 38
q) Ganancia (pérdida) por acción 39
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. 46

5.1 Proceso de venta Electrogas S.A. - Activos no corrientes o Grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta. 46
5.2 Proceso de reorganización societaria. 46

6. HIPERINFLACIÓN ARGENTINA 51

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO. 52

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS. 53

9. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS 53

a) Otros activos no financieros 53
b) Otros pasivos no financieros 53

10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR. 54

11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS. 56

11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas. 56
11.2 Directorio y personal clave de la Gerencia. 59
11.3 Retribución del personal clave de la Gerencia de Enel Generación Chile. 61
11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción. 61

12. INVENTARIOS. 62

13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES. 62

14. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN. 63

14.1 Inversiones contabilizadas por el método de la participación. 63
14.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas. 66
14.3 Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos. 66
14.4 Compromisos y Contingencias. 66

15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA. 67

16. PLUSVALÍA. 68

17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO. 69

17.1 Composición del rubro 69
17.2 Detalle de Propiedades, Planta y Equipo. 69
17.3 Principales inversiones 70
17.4 Costos capitalizados 70
17.5 Arrendamiento financiero 70
17.6 Arrendamiento operativo 70
17.7 Otras informaciones. 71

18. IMPUESTOS DIFERIDOS. 73

19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS. 75

20. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS. 80

21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS. 83

22. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR. 87

23. PROVISIONES. 87

24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO. 88

24.1 Aspectos generales 88
24.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros 89
24.3 Otras revelaciones 90

25. PATRIMONIO TOTAL 91

25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora. 91
25.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión. 92
25.3 Gestión del capital. 92
25.4 Restricciones a la disposición de fondos de las Subsidiarias. 92
25.5 Otras Reservas. 93
25.6 Otras reservas varias 94
25.7 Participaciones no controladoras. 94

26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS. 95

27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS. 95

28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS. 95

29. GASTOS POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO. 96

30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA. 96

31. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS). 96

32. RESULTADO FINANCIERO. 97

33. IMPUESTO A LAS GANANCIAS. 98

34. INFORMACIÓN FINANCIERA SUPLEMENTARIA DESAGREGADA 99

35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES. 101

35.1 Garantías directas. 101
35.2 Garantías Indirectas. 101
35.3 Litigios y arbitrajes. 101
35.4 Restricciones Financieras 102

36. DOTACIÓN. 105

37. SANCIONES. 106

37.1 Enel Generación Chile 106
37.2 Gas Atacama Chile S.A. 106
37.3 Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. 106

38. MEDIO AMBIENTE. 107

39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS. 109

40. HECHOS POSTERIORES. 110

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE 111

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERIMETRO DE CONSOLIDACIÓN 112

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS 113

ANEXO N°4 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA 114

ANEXO N°5 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N°715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012 116

ANEXO N°5.1 DETALLE DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES 118

ANEXO N°5.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJES 120

ANEXO N°6 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES 121

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.

Enel Generación Chile S.A. (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus sociedades Subsidiarias, 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 (SEC) de los Estados Unidos de Norteamérica y sus acciones se transaron en la New York Stock Exchange (NYSE) desde 1994 hasta el 31 de diciembre de 2018, fecha en la cual la compañía solicitó ante la SEC el deslistamiento de los valores emitidos. A partir de esta fecha los American Depositary Shares emitidos por Enel Generación Chile dejaron de transarse en la NYSE.

Enel Generación Chile S.A. es Subsidiaria 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 5.2). Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Único Tributario N°91.081.000-6.

La dotación del Grupo alcanzó los 767 trabajadores al 31 de diciembre de 2018. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2018 fue de 795 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores ver Nota 36.

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 subsidiaria o asociadas, en el país o en el extranjero.

Los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile correspondientes al ejercicio 2017 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 27 de febrero de 2018 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 24 de abril de 2018, 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 consistió en una reorganización societaria al interior del Grupo Enel, mediante la cual Enel Chile incorporó, 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 esta poseía en Chile. EGPL es una Subsidiaria de Enel, que era controlada a través de Enel Green Power SpA.

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

La Reorganización propuesta involucró dos fases, cada una de las cuales estuvo condicionada en la implementación de la otra, según la siguiente descripción:

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

Enel Chile presentó una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA") dirigida a adquirir la totalidad de las acciones emitidas por su Subsidiaria 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 fue 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 estuvo 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 no permitía que un solo accionista concentrara más del 65% del capital emitido de la compañía según se recoge en el Título XII del DL 3.500;

- Que Enel Chile tuviera disponible 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. debía 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 fusionó con Enel Chile (la "Fusión"), proceso que estuvo 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 integraron en Enel Chile.

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.

Finalmente, con fecha 25 de marzo de 2018, también se aprobó las modificaciones a los artículos de incorporación de Enel Chile para reflejar los acuerdos de Fusión, Aumento de Capital y ampliación del objeto social de Enel Chile, entre otras disposiciones. La OPA ocurrió entre el 16 de febrero y 22 de marzo de 2018, la suscripción de acciones preferentes en relación al aumento de capital, ocurrió entre el 15 de febrero y 16 de marzo de 2018 y la Reorganización de Activos Renovables (incluyendo la Fusión), fue finalizada y entró en vigencia el 2 de abril de 2018 e implicó un aumento de la participación de Enel Chile en Enel Generación Chile desde un 59,98% a un 93,55% y la fusión de Enel Chile con EGPL, desde esa fecha.

2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

2.1 Bases de preparación

Los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile S.A., al 31 de diciembre de 2018, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 28 de febrero de 2019, 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 Subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 y 2017, y los resultados de operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo, por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2016 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 las NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

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 2.7.3 y 3.m.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

a) Los siguientes pronunciamientos contables han sido adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2018:

i. Nuevas Normas e Interpretaciones

Normas e interpretaciones	Fecha de Aplicación obligatoria:
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.
CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas	1 de enero de 2018.

- **NIIF 9 “Instrumentos Financieros”.**

La NIIF 9 entró en vigor a contar del 1 de enero de 2018, en reemplazo de la NIC 39 *Instrumentos Financieros*: *Reconocimiento y Medición*, y establece los criterios para el reconocimiento, clasificación y medición de activos financieros, pasivos financieros y algunos contratos de compra o venta de partidas no financieras.

El método de transición adoptado por el Grupo en la primera aplicación de esta Norma ha sido el método retroactivo, con el efecto acumulado de dicha aplicación como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según proceda) en la fecha de aplicación inicial, sin reexpresar períodos comparativos. Los requerimientos de la contabilidad de coberturas de la NIIF 9 han sido aplicados por el Grupo de manera prospectiva.

La Administración llevó a cabo una evaluación detallada de los tres aspectos de la Norma y de su impacto en los estados financieros consolidados de Grupo, el cual se resume como sigue:

Clasificación y medición

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

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

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

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

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

No obstante, la norma 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.

En función del modelo de negocio y de las características de los flujos de efectivo contractuales, el Grupo ha determinado que los nuevos requerimientos de clasificación de activos financieros no han tenido impacto en los estados financieros consolidados. La mayor parte de los instrumentos financieros del Grupo, correspondientes a préstamos y cuentas por cobrar comerciales, seguirán midiéndose a costo amortizado bajo NIIF 9, con excepción de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral y los instrumentos derivados medidos a valor razonable con cambios en resultados (tratamiento general) o con cambios en otro resultado integral (contabilidad de coberturas), según corresponda.

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 respecto al modelo anterior.

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. Las estimaciones de pérdidas por deterioro se miden en base a:

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

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

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

Al 1 de enero de 2018, producto de la aplicación del nuevo modelo de deterioro de valor, el Grupo reconoció un cargo en sus resultados acumulados, neto de impuestos, por M$ 141.284.

Contabilidad de cobertura

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

Los cambios más significativos con respecto a los instrumentos de cobertura en comparación con el método de contabilidad de coberturas 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 eliminó 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 podía elegir como política contable seguir aplicando los requisitos de contabilidad de cobertura de la NIC 39, en lugar de los requisitos de la NIIF 9, hasta el momento en que se publique y adopte la normativa relativa a “macro-coberturas”. El Grupo ha escogido aplicar los nuevos requerimientos de la NIIF 9 en la fecha de aplicación inicial.

La aplicación del nuevo modelo de contabilidad de coberturas no ha tenido impacto en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

La NIIF 15, aplica a todos los contratos con clientes, con algunas excepciones (contratos de arrendamiento y seguros, instrumentos financieros e intercambios no monetarios), y reemplazó a contar del 1 de enero de 2018 a todas las normas que anteriormente estaban 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.*

Este nuevo estándar establece un marco general para el reconocimiento y medición de los ingresos de actividades ordinarias, basado en el principio 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.

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 subsidiarias, 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 señalados, el Grupo no identificó impactos en sus estados financieros consolidados en la fecha de aplicación inicial de la Norma. Para mayor detalle de los bienes y servicios proporcionados por la compañía y los criterios de reconocimiento de ingresos ver Nota 3.p.

El Grupo implementó cambios en los sistemas, controles, políticas y procedimientos, para cumplir con los nuevos requerimientos exigidos por la NIIF 15, tanto de registros contables como de revelación.

- **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 CINIIF 22 ha sido aplicada por el Grupo a contar de 2018 y no ha generado impactos en los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile y subsidiarias.

ii. Enmiendas y Mejoras

Enmiendas y Mejoras	Fecha de aplicación obligatoria:
Enmienda a NIIF 2: *Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones*	1 de enero de 2018.
Enmienda a NIC 40: *Transferencias de propiedades de inversión.*	1 de enero de 2018.
Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2014-2016 (NIIF 1, NIC 28)	1 de enero de 2018.

- **Enmienda a NIIF 2 "Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones".**

Las modificaciones a NIIF 2 *Pagos basados en acciones,* que fueron desarrolladas a través del Comité de Interpretaciones de NIIF, abordan los siguientes temas:

a) Efectos de las condiciones de irrevocabilidad y de no irrevocabilidad sobre la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo;

b) Clasificación de las transacciones con pagos basados en acciones, con una cláusula de liquidación neta para obligaciones de retención de impuestos;

c) Contabilización de las modificaciones realizadas a los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia la clasificación de la transacción desde liquidada en efectivo hacia liquidada con instrumentos de patrimonio.

Las enmiendas a NIIF 2, aplicadas a contar del 1 de enero de 2018, no han generado impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmienda a NIC 40 “Transferencias de Propiedades de Inversión”.**

Las enmiendas a NIC 40 Propiedades de Inversión aclaran cuando una entidad debe reclasificar bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo en propiedades de inversión, indicando que la 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 del bien. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio en el uso. Las enmiendas deberán aplicarse de forma prospectiva.

Las enmiendas a NIC 40, aplicadas a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2014-2016 “NIIF 1 y NIC 28”.**

NIIF 1 *Adopción por primera vez de las NIIF*: Elimina las exenciones transitorias de corto plazo incluidas en el Apéndice E (E3 – E7 de NIIF 1), porque ya han cumplido su propósito.

NIC 28 *Inversiones en Asociadas*: aclara que una organización de capital de riesgo u otra entidad calificada puede elegir en el reconocimiento inicial medir sus inversiones en una asociada o negocio conjunto a valor razonable con cambios en resultados. Esta elección puede hacerse sobre una base de inversión por inversión. Si una entidad que no es en sí misma una entidad de inversión tiene un interés en una asociada o negocio conjunto que sea una entidad de inversión, puede optar por mantener la medición a valor razonable aplicada su asociada o negocio conjunto. Estas mejoras son de aplicación retrospectiva.

Las mejoras anuales 2014-2016, aplicadas a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2019 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:

i. Nuevas Normas e Interpretaciones

Normas e Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria:
NIIF 16: *Arrendamientos*	1 de enero de 2019.
CINIIF 23: Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias	1 de enero de 2019.
Marco Conceptual (Revisado)	1 de enero de 2020.

- **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.

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 (igual o menor a 12 meses).

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.

El Grupo llevó a cabo un proyecto de implementación para evaluar el impacto de la NIIF 16 en los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile. Dicha evaluación, requirió aplicar juicio profesional y realizar supuestos, los cuales se resumen a continuación:

- Análisis de los contratos de arrendamiento formalizados por las compañías del Grupo, con el objetivo de identificar si éstos están dentro del alcance de la norma. Dicho análisis incluyó, no sólo los contratos en que Enel Generación Chile actúa como arrendatario, sino también los contratos de prestación de servicios y aquellos en que la compañía actúa como arrendador.

- Análisis de los contratos de arrendamiento que pudieran acogerse a la exención de aplicación de esta Norma por corresponder a contratos con vencimiento inferior a 12 meses o que tienen activos subyacentes de bajo valor individual, como ejemplo: arrendamiento de ciertos equipos de oficina (computadoras personales, impresoras y fotocopiadoras) que se consideran de bajo valor.

- Estimación de los plazos de arrendamiento, en función del periodo no cancelable y de los periodos cubiertos por las opciones de renovación cuyo ejercicio sea potestad de Enel Generación Chile y se considere razonablemente cierto.

- Estimación de la tasa de descuento para calcular el valor presente de los pagos del arrendamiento. Esta es igual a la tasa incremental de los préstamos del arrendatario cuando la tasa de interés implícita en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente. Para la transición, el Grupo ha utilizado la tasa de endeudamiento incremental a partir del 1 de enero de 2019, definida esta como la tasa de interés que tendría que pagar por pedir prestado en un plazo similar, y con una garantía similar, los fondos necesarios para obtener un activo de un valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico similar.

El trabajo de implementación también requirió una revisión de los procesos y sistemas, incluyendo el de control interno, con el fin de determinar la herramienta más adecuada para la gestión de la información necesaria para la aplicación de la nueva Norma, así como de las revelaciones requeridas en los estados financieros consolidados.
Para la transición de la nueva Norma, el Grupo ha elegido aplicar las siguientes soluciones prácticas:

- El Grupo eligió no evaluar nuevamente si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. En su lugar, aplicará la norma a los contratos que se identificaron previamente como arrendamientos aplicando la NIC 17 y la CINIIF 4. Por lo tanto, el Grupo no aplicará la norma a los contratos que no fueron previamente identificados como que contenían un arrendamiento.

- El Grupo ha determinado que aplicará el método de transición retrospectivo modificado, mediante el cual no se requiere la reexpresión de períodos comparativos y se presenta el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según proceda) en la fecha de aplicación inicial, registrando el activo por el mismo valor que el pasivo.

- Confiar en su evaluación de si los arrendamientos son onerosos aplicando la NIC 37 *Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes* inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial y ajustar el activo por derecho de uso en la fecha de aplicación inicial por el monto de cualquier provisión por arrendamientos onerosos reconocido en los estados financieros inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial.

Los principales efectos que surgen por la aplicación de la nueva Norma en las compañías del Grupo, son aquellos relacionados con el arrendamiento de terrenos, edificios y automóviles. En base al análisis realizado, el Grupo estima que la aplicación de NIIF 16 no tendrá un impacto significativo en la fecha de su aplicación inicial, sin embargo, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados la cuantificación de su magnitud está todavía en proceso de análisis y revisión detallada.

- **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 incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto a las ganancias puede afectar tanto el impuesto corriente como el impuesto diferido. El umbral para reflejar los efectos de la incertidumbre es si es probable que la autoridad tributaria acepte o no un tratamiento tributario incierto, suponiendo que la autoridad tributaria examinará las cantidades que tiene derecho a examinar y tiene pleno conocimiento de toda la información relacionada.

Esta interpretación es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, retroactivamente. La Administración ha evaluado los efectos de la aplicación de CINIIF 23, y ha determinado que su adopción no generará impactos en los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile y subsidiarias, en la fecha de su aplicación efectiva.

- **Marco Conceptual (Revisado).**

El IASB emitió el Marco Conceptual (revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes. Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular.

El IASB también ha emitido un documento de acompañamiento por separado, "Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF", que establece enmiendas a otras NIIF con el fin de actualizar las referencias al nuevo Marco Conceptual.

El Marco Conceptual (Revisado) entra en vigencia a partir del 1 de enero de 2020. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación del nuevo Marco Conceptual en los estados financieros consolidados del Grupo.

ii. Enmiendas y Mejoras

Enmiendas y Mejoras	Fecha de aplicación obligatoria:
Enmienda a NIIF 9: Características de cancelación anticipada con compensación negativa	1 de enero de 2019.
Enmienda a NIC 28: Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos	1 de enero de 2019.
Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2015-2017 (NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23)	1 de enero de 2019.
Enmiendas a NIC 19: *Modificación, reducción o liquidación de un plan*	1 de enero de 2019.
Enmiendas a NIIF 3: Definición de un Negocio	1 de enero de 2020.
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: *Definición de Materialidad o con Importancia Relativa*	1 de enero de 2020.
NIIF 10 y NIC 28: Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Postergada indefinidamente. Disponible para adopción opcional.

- **Enmienda a NIIF 9, Instrumentos Financieros: Cláusulas de prepago con compensación negativa.**

El 12 de octubre de 2017, se emitió esta modificación que cambia los requerimientos existentes en NIIF 9 relacionados con los derechos de término para permitir la medición a costo amortizado (o, dependiendo del modelo de negocios, a valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales), incluso en el caso de pagos anticipados con compensación negativa.

Bajo la NIIF 9 un instrumento de deuda se puede medir al costo amortizado o a valor razonable a través de otro resultado integral, siempre que los flujos de efectivo contractuales sean únicamente pagos de principal e intereses sobre el capital principal pendiente y el instrumento se lleva a cabo dentro del modelo de negocio para esa clasificación. Las enmiendas a la NIIF 9 pretenden aclarar que un activo financiero cumple el criterio de “solo pagos de principal más intereses” independientemente del evento o circunstancia que causa la terminación anticipada del contrato o de qué parte paga o recibe la compensación a valor razonable por la terminación anticipada del contrato.

Las enmiendas a la NIIF 9 deberán aplicarse cuando el prepago se aproxima a los montos no pagados de capital e intereses de tal forma que refleja el cambio en tasa de interés de referencia. Esto implica que los prepagos al valor razonable o por un monto que incluye el valor razonable del costo de un instrumento de cobertura asociado, normalmente satisfará el criterio solo pagos de principal más intereses solo si otros elementos del cambio en el valor justo, como los efectos del riesgo de crédito o la liquidez, no son representativos.

Las enmiendas son aplicables a partir del 1 de enero de 2019 de forma retrospectiva. La Administración considera que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmienda a NIC 28 "Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos".**

Las enmiendas aclaran que la NIIF 9 "Instrumentos Financieros" es aplicable a inversiones a largo plazo que una entidad tiene en una asociada o negocio conjunto, para las cuales no aplique el método de la participación. Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida crediticia esperada, descrito en la NIIF 9, se aplica a estos intereses a largo plazo. Las entidades deben aplicar las enmiendas retrospectivamente, con ciertas excepciones.

La entrada en vigencia será a partir del 1 de enero de 2019. La Administración considera que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2015-2017 "NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23".**

NIIF 3, "Combinaciones de Negocios" y NIIF 11, "Acuerdos Conjuntos": Clarifica la contabilización de los incrementos en la participación en una operación conjunta que reúne la definición de un negocio. Si una parte mantiene (u obtiene) control conjunto, la participación mantenida previamente no se vuelve a medir. Si una parte obtiene control, la transacción es una combinación de negocios por etapas y la parte adquirente vuelve a medir la participación mantenida previamente en los activos y pasivos de una operación conjunta, a valor razonable.

NIC 12, "Impuesto a la Renta": Las enmiendas aclaran que el impuesto a las ganancias de los dividendos generados por instrumentos financieros clasificados como patrimonio está vinculadas más directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los accionistas. Por lo tanto, una entidad reconoce el impuesto a las ganancias a los dividendos en resultados, otro resultado integral o patrimonio según donde la entidad originalmente reconoció esas transacciones o eventos pasados.

NIC 23," Costos de Préstamos": Clarifica que los préstamos que estaban destinados específicamente a financiar activos calificados que ahora están listos para su uso o venta (o cualquier activo no calificado), pasan a formar parte de los préstamos generales de la entidad, a efectos del cálculo de la tasa de capitalización.

Las mejoras son efectivas a partir de los períodos de reporte anual que comienzan el, o después del, 1 de enero de 2019. La Administración considera que la aplicación de estas mejoras no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmienda a NIC 19 "Modificación, reducción o liquidación de un plan".**

Las enmiendas a IAS 19 *Beneficios a los empleados*, emitidas en febrero de 2018, abordan la contabilización cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de reporte. Las enmiendas aclaran que una entidad primero determina cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto del techo del activo (asset ceiling). Este monto se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del techo del activo (asset ceiling) después de la modificación, reducción o liquidación del plan. Cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los importes incluidos en el interés neto, se reconoce en otro resultado integral.

Esta aclaración establece que las entidades podrían tener que reconocer un costo de servicio pasado, o un resultado en la liquidación que reduzca un excedente que no se reconoció antes. Los cambios en el efecto del techo del activo (asset ceiling) no se compensan con dichos montos.

Las enmiendas se aplican a los cambios, reducciones o liquidaciones del plan que ocurran a partir del 1 de enero de 2019. La Administración considera que la aplicación de estas mejoras no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmiendas a NIIF 3 "Definición de un Negocio".**

La NIIF 3 *Combinaciones de Negocios* fue modificada por el IASB en octubre de 2018, para aclarar la definición de Negocio, con el objetivo de ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como la adquisición de un activo. Para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyen de forma significativa a la capacidad de elaborar productos. La enmienda además añade guías y ejemplos ilustrativos para evaluar si se ha adquirido un proceso sustancial.

La enmienda es aplicable prospectivamente a las combinaciones de negocios y adquisiciones de activos cuya fecha de adquisición sea a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmiendas a NIC 1 y NIC 8 "Definición de Material o con Importancia Relativa".**

En octubre de 2018 el IASB modifica la NIC 1 *Presentación de estados financieros* y la *NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores,* para mejorar la definición de Material y las explicaciones que acompañan a la definición. Las enmiendas aseguran que la definición de material sea coherente en todas las NIIF. La información es material o tiene importancia relativa si su omisión, distorsión u ocultamiento puede influir razonablemente en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman a partir de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad que informa específica.

Las enmiendas son aplicables de forma prospectiva a los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmiendas a NIIF 10 y NIC 28 "Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjuntos".**

Las enmiendas a NIIF 10 *Estados Financieros Consolidados* y NIC 28 *Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos*, emitidas en septiembre de 2014, abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de ambas normas en el tratamiento de la venta o la aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Las enmiendas, establecen que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce toda la ganancia o pérdida generada. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria.

La fecha de aplicación obligatoria de estas enmiendas está por determinar debido a que el IASB está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado. El Grupo aplicará estas enmiendas cuando sean efectivas.

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).

- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 3.p)

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 24).
- 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 5.2).
- 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 subsidiarias 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.

2.4 Sociedades subsidiarias

Se consideran entidades subsidiarias 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 Subsidiaria, 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 Subsidiarias 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 Subsidiaria.

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

Las entidades Subsidiarias 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 Subsidiarias.

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 5.2, 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 N°2. El impacto de esta operación sobre los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile se detalla en la Nota 5.2.

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 Subsidiarias 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 Subsidiarias, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad Subsidiaria hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades Subsidiarias, 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 Subsidiaria 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 Subsidiaria, 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 Subsidiarias se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado intermedio 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, que operan en economías hiperinflacionarias, 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 promedio 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 25.2).

4. Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias se ajustan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición neta en resultados, para luego convertir todas las partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente.

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

6. Los cambios en la participación en las sociedades Subsidiarias 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 Subsidiaria. 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.

7. 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 17.4.a).

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 17.4.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 23).

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	10-60
Planta y equipos	6-65
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

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

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de ítems de propiedades, planta y equipos, se reconocen como “Otras ganancias (pérdidas)” en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo

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, medida por su participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la Subsidiaria. 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 2018 y 2017, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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.

En general, estas proyecciones cubren 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. Al cierre de diciembre de 2018, 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. Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales aplicadas al cierre de diciembre de 2018 fue de 10,6%.

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 14) y los activos no corrientes mantenidos para la venta, (Ver Nota 3.j), en tres categorías:

(i) Costo amortizado:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son solamente pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en el Grupo son: cuentas por cobrar, préstamos y equivalentes de efectivo. Estos activos se registran a 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.

(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

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.

(iii) **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:**

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, 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 y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

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.

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

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor que se basa en pérdidas crediticias esperadas. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

Las provisiones por deterioro se miden en base a:

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

El Grupo aplica 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.

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 21, 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, 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.

La contabilidad de coberturas se discontinua sólo cuando la relación de cobertura (o una parte de la relación) deja de cumplir con los criterios requeridos, después de realizar cualquier reequilibrio de la relación de cobertura, si es aplicable. En caso de no ser posible continuar con la relación de cobertura, incluyendo cuando el instrumento de cobertura expira, se vende, resuelve o ejerce, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio hasta que la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

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, aun 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 en el momento actual, 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 Subsidiarias 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 21.

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 Subsidiarias, 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 Subsidiaria 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 subsidiarias 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 Subsidiarias, 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 de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por el Grupo:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Generación Chile aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.

  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 de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.

Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Nota 2.3; Nota 26 y Anexo 5.2).

- Venta y transporte de gas: los ingresos se reconocen a lo largo del tiempo, en base a las entregas físicas efectivas de gas en el período de consumo, a los precios establecidos en los contratos respectivos.

- Otros servicios: principalmente construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos, o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

Enel Generación Chile determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del período sobre el que se informa.

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Los costos incrementales de la obtención de un contrato se reconocen como gasto si el período de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación, se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente.

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.

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

El sector eléctrico chileno 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 Sostenibilidad Energética.

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, transmisión) 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), o bien, clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 KW que opten por ser cliente libre, con un período de permanencia mínima de cuatro años. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras.

(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) **Otras Empresas Generadoras**, La relación entre empresas generadoras puede darse a través de contratos bilaterales o bien debido a transferencias en Mercado Spot o de corto plazo. Estas últimas, corresponden 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; los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema, valorando la energía a costo marginal y la potencia al precio de nudo correspondiente 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 licita la ejecución, 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, pero debe ser licitada. Ambos tipos de licitaciones son gestionadas por el Coordinador.

La remuneración de las obras nuevas corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. Por su parte, la remuneración de las obras nuevas se conforma por el valor de inversión resultante de la licitación y por el costo de operación y mantenimiento aplicable. En ambos casos, a partir del año 21, la remuneración de esas instalaciones de transmisión se determina como si fueran instalaciones existentes.

La normativa vigente define que la transmisión se remunera por la suma de los ingresos tarifarios y la recaudación de un cargo único por uso del sistema de transmisión. Dicho cargo es definido ($/kWh) por la CNE, de manera semestral.

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 todos los clientes y 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 promulgación de la Ley General del Servicios Eléctricos en el año 1982.

2) Temas Regulatorios 2018

Plan Normativo CNE 2018.

Mediante Resolución Exenta N°20, de fecha 12 enero 2018, 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 2018. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2018 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2017, cuya elaboración continuará en desarrollo durante el año 2018.

Plan Normativo CNE 2019.

Mediante Resolución Exenta N°790, de fecha 10 diciembre de 2018, 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 2019. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2019 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2018, cuya elaboración continuará en desarrollo durante el año 2019.

Reglamentos Publicados en 2018

Reglamento Panel de Expertos. Con fecha 5 de enero de 2018, el Ministerio de Energía publica en el Diario Oficial un nuevo Reglamento para Panel de Expertos. Este reglamento tiene por objeto establecer disposiciones para el funcionamiento, financiamiento y competencias del Panel de Expertos, así como los procedimientos necesarios para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Reglamento del Coordinador Eléctrico. Con fecha 3 de abril de 2018, el Ministerio de Energía aprueba Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Este reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones para organización, composición y funcionamiento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, así como los procedimientos necesarios para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Reglamento de Seguridad de Servicios Complementarios, Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica. Con fecha 12 de junio de 2018, el Ministerio de Energía aprueba el Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica.

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 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 7.c y 31, 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.

5.2 Proceso de reorganización societaria.

I. Antecedentes generales

Con fecha 28 de abril de 2015, la Sociedad informó a la Comisión para el Mercado Financiero, 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 Subsidiarias 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 Subsidiarias 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 25). 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, Subsidiarias 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.

	Traspaso a Mantenidos para distribuir a los propietarios 01-03-2016 M$
ACTIVOS	
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	211.252.436
Otros activos financieros corrientes	4.026.343
Otros activos no financieros corriente	11.065.826
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	211.703.393
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	54.507.295
Inventarios	22.562.325
Activos por impuestos corrientes	1.180.380
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	**516.297.998**
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Otros activos financieros no corrientes	577.719
Otros activos no financieros no corrientes	2.764.888
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	220.651.649
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	441.310.088
Activos intangibles distintos de la plusvalía	29.219.975
Plusvalía	94.270.450
Propiedades, planta y equipo	2.481.383.742
Activos por impuestos diferidos	16.403.221
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	**3.286.581.732**
TOTAL DE ACTIVOS	**3.802.879.730**
PASIVOS	
PASIVOS CORRIENTES	
Otros pasivos financieros corrientes	198.963.253
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	238.547.183
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	55.541.485
Otras provisiones corrientes	67.049.521
Pasivos por impuestos corrientes	69.623.615
Otros pasivos no financieros corrientes	1.797.957
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	**631.523.014**
PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros pasivos financieros no corrientes	908.367.472
Otras cuentas por pagar no corrientes	37.652.705
Otras provisiones no corrientes	33.922.531
Pasivo por impuestos diferidos	158.913.576
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	19.308.134
Otros pasivos no financieros no corrientes	17.547.661
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**1.175.712.079**
TOTAL PASIVOS	**1.807.235.093**

ii) Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución fuera de Chile (Enel Brasil, Subsidiarias de distribución y generadoras), 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:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Operaciones Discontinuadas 29/02/2016 M$
Ingresos de actividades ordinarias	229.074.809
Otros ingresos, por naturaleza	6.648.363
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	**235.723.172**
Materias primas y consumibles utilizados	(95.953.531)
Margen de Contribución	**139.769.641**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	1.187.538
Gastos por beneficios a los empleados	(11.608.563)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(906.638)
Otros gastos por naturaleza	(16.295.714)
Resultado de Explotación	**112.146.264**
Otras ganancias (pérdidas)	41.806
Ingresos financieros	2.779.987
Costos financieros	(21.056.624)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	6.375.719
Diferencias de cambio	25.485.086
Ganancia antes de impuestos	**125.772.238**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(46.199.793)
GANANCIA DE OPERACIONES DISCONTINUADAS	**79.572.445**
Atribuible a	
Ganancia de operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	39.759.035
Ganancia de operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	39.813.410
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	**79.572.445**
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	-
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)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(213.919)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	(1.697.346)
Total Otro resultado integral de Operaciones Discontinuadas	**(137.864.384)**
Resultado integral atribuible a	
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(33.070.495)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	(25.221.444)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	**(58.291.939)**

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$
Diferencias de cambio por conversión	(263.741.101)
Coberturas de flujo de caja	(8.696.789)
Remedición de activos disponibles para la venta	(118.662)
Otras reservas	(2.561.252)
Total	**(275.117.804)**

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 34 “Información financiera suplementaria desagregada”.

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.

El flujo de efectivo neto resumido	Operaciones Discontinuadas 29/02/2016 M$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	69.011.031
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(25.947.761)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	80.160.648
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	**123.223.918**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(24.284.612)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**98.939.306**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	112.313.130
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**211.252.436**

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, (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. HIPERINFLACIÓN EN ARGENTINA

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina es considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N°29 - Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias. Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante tres años.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de la sucursal Argentina que posee el Grupo GasAtacama en que Enel Generación Chile participa, han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros.

Considerando que la moneda funcional y de presentación de Enel Generación Chile no corresponde a la de una economía hiperinflacionaria, según las directrices establecidas en NIC 29, la reexpresión de períodos comparativos no es requerida en los estados financieros consolidados del Grupo.

Los índices generales de precios utilizados al cierre de los períodos reportados son:

	Índice general de precios
Inflación histórica acumulada hasta el 31 de diciembre de 2017	557,92%
Desde enero a diciembre de 2018	47,83%

A continuación, se presenta un resumen del efecto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados de Enel Generación

Resultado por Hiperinflación	31-12-2018 M$
Activos intangibles distintos de la plusvalía	180
Propiedades, planta y equipo	1.035.084
Patrimonio	(3.743.959)
Otras Prestaciones de Servicios	(1.189.452)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	21.503
Gastos de Personal	143.148
Otros Gastos Fijos de Explotación	147.975
Ingresos Financieros	(268.511)
Gastos Financieros	67.707
Total Hiperinflación (*)	**(3.786.325)**

(*) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”, el cual se deriva de los resultados que surgen de la posición neta de activos y pasivos monetarios. Este resultado se determina mediante la reexpresión de los activos y pasivos no monetarios, como así también de aquellas cuentas de resultados que no se determinen de una base ya actualizada (ver Nota 32).

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Efectivo en caja	7.372	37.174
Saldos en bancos	25.684.852	29.018.083
Depósitos a plazo	5.778.935	5.963.417
Otros instrumentos de renta fija	120.518.746	176.008.467
Total	**151.989.905**	**211.027.141**

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	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	$ Chilenos	137.208.062	190.978.864
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	$ Argentinos	6.057.793	6.263.344
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	US$ Estadounidenses	8.670.454	13.784.933
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	€$ Euros	53.596	-
Total		**151.989.905**	**211.027.141**

c) Otro detalle por movimiento significativo:

Pérdida de Influencia significativa en Asociada	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Importe recibido por la venta de Electrogas S.A. (*)	-	115.582.806
Total	**-**	**115.582.806**

(*) Ver Nota 5.1

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

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2018 M$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo				Saldo al 31-12-2018 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$	
Préstamos bancarios	109	-	-	(22.681)	(22.681)	-	-	22.576	-	**4**
Obligaciones con el público no garantizadas	763.579.585	-	(5.654.112)	(42.860.557)	(48.514.669)	-	66.096.234	45.333.098	-	**826.494.248**
Arrendamiento financiero	14.608.915	-	(1.889.685)	(739.070)	(2.628.755)	-	1.757.220	739.070	-	**14.476.450**
Instrumentos derivados de cobertura	(29.478.643)	-	-	(3.496.889)	(3.496.889)	48.389.489	34.349.104	3.569.025	(7.676.500)	**45.655.586**
Préstamos de empresas relacionadas	985	69.204.437	(66.540.959)	(76.123)	2.587.355	-	-	543.601	(755.371)	**2.376.570**
Otras Cuentas por pagar	-	-	(478.035)	-	(478.035)	-	-	478.035	-	**-**
Total	**748.710.951**	**69.204.437**	**(74.562.791)**	**(47.195.320)**	**(52.553.674)**	**48.389.489**	**102.202.558**	**50.685.405**	**(8.431.871)**	**889.002.858**

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01/01/2017 M$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo				Saldo al 31/12/2017 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$	
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**
Otros préstamos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
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)**
Instrumentos derivados de no cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
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**

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

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

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Instrumentos Derivados Cobertura (*)	38.169.894	20.038.433	-	30.789.703
Instrumentos Derivados No Cobertura	41.022	402.716	36.086	-
Activos financieros a valor razonble con cambio en resultado	-	-	-	6.353
Activos financieros medidos a costo amortizado	84.580	82.127	-	-
Activos financieros a valor razonble con cambio en otro resultado Integral	269.031	-	2.326.484	2.595.342
Total	**38.564.527**	**20.523.276**	**2.362.570**	**33.391.398**

(*) Ver Nota 21. 2.a.

9. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

a) Otros activos no financieros

La composición de otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

Otros activos no financieros corrientes	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
IVA Credito Fiscal y Otros Impuestos	7.780.245	10.913.120
Otros	3.057.997	2.223.339
Total	**10.838.242**	**13.136.459**

Otros activos no financieros no corrientes	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
PPM derechos de agua	5.763.496	5.300.052
Repuestos con programación de consumo superior a 12 meses	4.324.153	5.444.789
Depósitos en garantía	1.379.970	1.379.970
Otros	1.077.680	728.648
Total	**12.545.299**	**12.853.459**

b) Otros pasivos no financieros

La composición de otros pasivos no financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
IVA Dedito Fiscal y Otros Impuestos	22.542.716	12.721.365
Imp. por pagar término de giro Central Eólica Canela S.A.	-	6.795.376
Otros	-	47.957
Total	**22.542.716**	**19.564.698**

10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

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

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	31-12-2018		31-12-2017	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	**240.978.763**	**1.156.638**	**208.467.637**	**1.032.923**
Cuentas comerciales, bruto	205.542.774	21.255	195.570.350	62.563
Otras cuentas por cobrar, bruto	35.435.989	1.135.383	12.897.287	970.360

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	31-12-2018		31-12-2017	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	**239.425.507**	**1.156.638**	**207.208.820**	**1.032.923**
Cuentas comerciales, neto	203.989.518	21.255	194.311.533	62.563
Otras cuentas por cobrar, neto	35.435.989	1.135.383	12.897.287	970.360

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 terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 11.1.

b) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Con antigüedad menor de tres meses	4.601.076	3.670.172
Con antigüedad entre tres y seis meses	46.499	386.333
Con antigüedad entre seis y doce meses	887.726	1.121.940
Con vencimiento mayor a doce meses	-	-
Total	**5.535.301**	**5.178.445**

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 2017	**1.314.311**
Aumentos (disminuciones) del período	(55.494)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**1.258.817**
Ajuste Saldo Inicial por NIIF 9	193.538
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	100.900
Diferencias de conversión de moneda extranjera	1
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**1.553.256**

(*) Ver Nota 2.2 a)

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 N°5.

- Información complementaria de cuentas comerciales: Ver Anexo N°5.1.

11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

Las transacciones con sociedades Subsidiarias 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.

11.1 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, corrientes.

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	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	27.352	21.075	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	1.240	75.956	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	-	21.075	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	28.260	16.994	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	30.087	23.182	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	169.547	41.487	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	10.941	8.430	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	20.046	50.594	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	170.790	131.594	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	6.323	28.835	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	Us$	Chile	14.666.414	18.793.098	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	Us$	Chile	788.336	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Matriz	Ch$	Chile	14.440.679	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Ch$	Chile	806.932	188.902	-	-
76.091.595-5	Aysén Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	14.286	-	-	-
76.041.891-9	Aysén Transmisión S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	14.286	-	-	-
76.722.488-5	Empresa De Transmisión Chena S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	6	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	193	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	106.878	54.949	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	251.237	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	9.094	1.031.122	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	576	111	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	8.207	33	-	-
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	-	9	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	567.261	94.981	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	19.880	10.673	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	76.767.486	42.378.091	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	381.077	162.594	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Compra De Energia	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	18	-	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	-	82.830	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	56.425	10.096	-	-
96800460-3	Luz Andes Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	3.351	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Argentina	13.367	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Perú	914.115	-	-	-
Extranjera	Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl De Cv	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	México	35.739	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Brasil	29.054	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Perú	-	17.410	-	-
Extranjera	Compania Energetica Veracruz S.A.C.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Perú	-	758.841	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Colombia	703.368	13.746	-	-
Extranjera	Endesa España S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	13.684	13.077	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	41.820	36.067	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Brasil	68.318	2.068.594	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Argentina	32.264	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Perú	89.545	165.875	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Brasil	52.215	47.124	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Colombia	-	46.557	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	979.122	262.694	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	México	98.519	152.495	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Perú	223.188	177.478	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi Srl	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	8.524	8.144	-	-
Extranjera	Enel S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Italia	153.249	125.960	-	-
Extranjera	Enel Trading S.p.A	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	3.671.446	20.751.713	-	-
Extranjera	Enel Trading S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	44.675	8.511	-	-
Extranjera	Enel Trading S.p.A	Venta de Gas	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	18.565.698	21.484.590	-	-
Extranjera	PH Chucas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Costa Rica	-	432.233	-	-
		Total					**135.105.117**	**109.797.820**	**-**	**-**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes.

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	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Compra De Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	1.303.508	1.261.153	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Compra De Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	103.022	65.826	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Compra De Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	1.637.333	2.105.036	-	-
76.250.019-1	Enel Green Power Chile Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	-	80.231	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A.	Compra De Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	540	9.365	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Compra De Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	13.431.566	10.323.525	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	Us$	Chile	12.389	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Compra De Gas	Menos de 90 días	Asociada	Us$	Chile	5.935.652	8.100.426	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Matriz	Ch$	Chile	2.376.570	985	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	Ch$	Chile	86.727.349	75.296.956	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Ch$	Chile	9.780.125	762.725	-	-
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	20.757	174.766	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica De Quillota Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Negocio Conjunto	Ch$	Chile	13.887	143.949	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	1.987	1.987	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra De Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	1.019.252	2.568.900	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	64	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	75.850	50.929	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	634.197	5.469.480	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	441.510	-	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Compra De Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	2.824	-	-	-
96800460-3	Luz Andes Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch$	Chile	7	-	-	-
Extranjera	Cesi S.P.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	458.228	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	702.702	236.925	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Brasil	74.949	77.680	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Gx	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	2.199.811	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	2.416.756	357.579	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica Srl	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	España	-	97.601	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica Srl	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Italia	97.601	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi Srl	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	3.278.687	469.376	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	6.631.834	10.039.203	-	318.518
Extranjera	Enel S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Italia	1.463.990	128.811	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Us$	Argentina	13.574	13.574	-	-
Extranjera	Enel Trading S.p.A	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	9.849.260	4.184.469	-	-
Extranjera	Enel Trading S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	2.123.546	798.030	-	-
Extranjera	Tecnatom S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	102.962	-	-	-
							152.932.289	**122.862.944**	**-**	**318.518**

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	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
76.052.206-6	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Matriz Común	Venta De Energía	Chile	21.172	144.589	697.970
76.052.206-6	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	23.613	17.710	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Matriz Común	Compra De Energía	Chile	(14.098.262)	(16.630.421)	(14.802.199)
76.107.186-6	Servicios Informáticos E Inmobiliarios Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	210.198	159.606
76.107.186-6	Servicios Informáticos E Inmobiliarios Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	-	(490.193)	(925.095)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Matriz Común	Venta De Energía	Chile	21.358	128.626	129.418
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	23.613	17.710	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Matriz Común	Compra De Energía	Chile	(582.467)	(538.067)	(471.210)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Chile	46	54	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Venta De Energía	Chile	260.698	109.643	49.477
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	25.975	19.481	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Compra De Energía	Chile	(19.377.885)	(25.957.247)	(26.796.385)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Chile	48.511	123	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A	Matriz Común	Venta De Energía	Chile	80.357	149.146	98.994
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	9.445	7.084	52.524
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A	Matriz Común	Compra De Energía	Chile	(17.467)	(53.357)	(35.362)
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Chile	7	17	-
76.412.562-2	Enel Green Power Del Sur S.p.A	Matriz Común	Venta De Energía	Chile	78.932	528.740	48.337
76.412.562-2	Enel Green Power Del Sur S.p.A	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	147.444	110.583	-
76.412.562-2	Enel Green Power Del Sur S.p.A	Matriz Común	Compra De Energía	Chile	(122.475.791)	(104.860.690)	(34.954.457)
76.412.562-2	Enel Green Power Del Sur S.p.A	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Chile	(12.540)	288	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	(71.770)	85.274	82.762
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	-	-	(436)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Consumo De Gas	Chile	(81.890.342)	(146.507.374)	(116.391.269)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Transporte De Gas	Chile	(49.631.647)	(47.656.018)	(49.418.058)
76.536.351-9	Endesa Américas S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	-	641.087
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Servicios Prestados	Chile	-	-	1.134.766
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(11.635.262)	(11.433.038)	(5.148.683)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Préstamos	Chile	-	(754.401)	(420.867)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Gastos Financieros	Chile	(543.476)	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Ingresos Financieros	Chile	185.047	-	-
76.722.488-5	Empresa De Transmisión Chena S.A.	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Chile	(268.681)	(218.223)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Venta De Energía	Chile	-	-	2.356.971
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	-	-	960.390
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Servicios Recibidos	Chile	-	-	(37.162)
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Peajes De Gas	Chile	-	-	(71.599)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica De Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Peajes De Electricidad	Chile	(242.887)	(1.383.710)	(1.537.963)
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	298.161	387.924	498.284
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	-	-	(979.655)
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Matriz Común	Préstamos	Chile	-	-	(1.589.749)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Venta De Energía	Chile	270.998	914.613	248.136
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	162.672	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Compra De Energía	Chile	(6.462.747)	(5.095.279)	(5.064.692)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Chile	16.128	(75.145)	(67.341)
96.783.910-8	Empresa Eléctrica De Colina Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	1.140	652	2.233
96.783.910-8	Empresa Eléctrica De Colina Ltda.	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Chile	60.300	59.105	42.779
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Chile	5.519	6.585	6.294
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Matriz Común	Venta De Energía	Chile	388.037.272	374.922.466	374.962.639
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	1.603.224	1.592.105	12.453
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Chile	(5.215.145)	4.884.387	4.995.271
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Consumo De Combustible	Chile	-	(25.025)	(553.905)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Peajes De Gas	Chile	-	(251.099)	(3.625.100)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Chile	-	-	95.813
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	58.840	132.577	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(184.246)	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Matriz Común	Venta De Energía	Chile	137.152	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	80.157	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Matriz Común	Compra De Energía	Chile	(1.500)	(456)	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	España	(158.128)	-	-
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Peru	1.139.809	-	-
Extranjera	Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl De Cv	Matriz Común	Servicios Prestados	México	35.739	-	-
Extranjera	Central Dock Sud S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Argentina	-	-	454
Extranjera	Chinango S.A.C.	Matriz Común	Servicios Prestados	Peru	39.759	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	-	18.516	-
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Peajes De Electricidad	Argentina	-	-	(56.368)
Extranjera	Compania Energetica Veracruz S.A.C.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	-	283.346	-
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Argentina	-	-	(95.813)
Extranjera	Compañía Distribuidora Y Comercializadora De Energía S.A.	Matriz Común	Venta De Energía	Colombia	-	-	19.901.620
Extranjera	Compañía Distribuidora Y Comercializadora De Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	13.637	-	15.714
Extranjera	Compañía Distribuidora Y Comercializadora De Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	-	3.844	(17.587)
Extranjera	Compañía Distribuidora Y Comercializadora De Energía S.A.	Matriz Común	Compra De Energía	Colombia	-	-	(128.794)
Extranjera	Compañía Distribuidora Y Comercializadora De Energía S.A.	Matriz Común	Préstamos	Colombia	-	-	11.355
Extranjera	Compañía Distribuidora Y Comercializadora De Energía S.A.	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Colombia	-	-	(3.864.016)
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	622.686	1.866	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Venta De Energía	Perú	-	-	16.304.643
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 De Electricidad	Perú	-	-	(102.171)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Venta De Energía	Colombia	-	-	1.161.383
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Peajes De Electricidad	Colombia	-	-	(194.805)
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Venta De Energía	Argentina	-	-	1.879
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	-	-	(151.365)
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Consumo De Combustible	España	-	(8.946.259)	(134.393)
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Venta De Gas	España	-	10.394.146	18.655.911
Extranjera	Endesa España S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	-	-	(7.528)
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Consumo De Combustible	España	-	-	(66.297.066)
Extranjera	Endesa Latinoamericana S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	-	-	(12.388)
Extranjera	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	-	-	(972)
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Brasil	-	-	2.044.935
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Brasil	(207.966)	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Matriz Común	Gastos Financieros	Brasil	(56)	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Argentina	28.106	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Argentina	10.176	-	-
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 Generacion Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	(57.180)	-	-
Extranjera	Enel Generacion Piura S.A.	Matriz Común	Gastos Financieros	Perú	(57)	-	-
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Venta De Energía	Perú	-	-	34.935
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	-	98.421	222.826
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Compra De Energía	Perú	-	-	(308.224)
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Préstamos	Perú	-	(135)	(520)
Extranjera	Enel Global Thermal Gx	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(1.845.425)	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	-	-	(13.114)
Extranjera	Enel Green Power Brasil	Matriz Común	Servicios Prestados	Brasil	-	37.936	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Brasil	-	9.188	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações Ltda.	Matriz Común	Ingresos Financieros	Brasil	5.426	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia Sas	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	-	46.557	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia Sas	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(4.797)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Matriz Común	Servicios Prestados	Italia	-	262.694	-
Extranjera	Enel Green Power Italia S.p.A	Matriz Común	Servicios Prestados	Italia	(730.968)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Matriz Común	Servicios Prestados	México	(53.976)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Matriz Común	Servicios Prestados	Mexico	-	152.495	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Matriz Común	Servicios Prestados	Brasil	45.710	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	-	177.478	-
Extranjera	Enel Iberoamérica Srl	Matriz	Servicios Recibidos	España	-	(6.115)	(167.186)
Extranjera	Enel Italia Servizi Srl	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(2.484.835)	-	-
Extranjera	Enel Perú S.A.C.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	8.832	7.405	108.817
Extranjera	Enel Perú S.A.C.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	(181)	(125.069)
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	-	94.045	(812.261)
Extranjera	Enel S.p.A	Matriz	Servicios Recibidos	Italia	(1.110.545)	-	(511.350)
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Matriz Común	Derivados De Commodities	Italia	-	-	7.012.879
Extranjera	Enel Trading S.p.A	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(1.213.116)	-	-
Extranjera	Enel Trading S.p.A	Matriz Común	Derivados De Commodities	Italia	10.565.377	19.941.617	-
Extranjera	Enel Trading S.p.A	Matriz Común	Gastos Financieros	Italia	(13)	-	-
Extranjera	Ph Chucas Costa Rica	Matriz Común	Servicios Prestados	Costa Rica	(79.327)	-	-
Extranjera	Ph Chucas S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Costa Rica	-	6.629	425.604
Extranjera	Ph Chucas S.A.	Matriz Común	Préstamos	Costa Rica	-	(162.177)	-
		Total			**83.271.705**	**45.909.551**	**122.176.626**

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.

Enel Generación Chile S.A. recibió préstamos de corto plazo de su controladora Enel Chile S.A. al 31 de diciembre de 2018, el saldo es de M$ 2.376.570 (M$ 985 al 31 diciembre de 2017). Esta deuda devenga una tasa de interés de TAB + 1,10% anual (TIP + 0,05% mensual al 31 diciembre de 2017).

11.2 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 Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 24 de abril de 2018.

Con fecha 29 de noviembre de 2018, renunció el director Mauro Di Carlo, en su reemplazo fue designado el señor Cristiano Bussi a contar del 29 de noviembre de 2018.

Con fecha 21 de noviembre de 2018, renunció el director Jorge Atton Palma.

Al 31 de diciembre de 2018, el Directorio quedó compuesto por las siguientes personas:

- Giuseppe Conti (Presidente)
- Hernán Cheyre Valenzuela
- Julio Pellegrini Vial
- Francesco Giorgianni
- Luca Noviello
- Fabrizio Barderi
- Antonio Scala
- Cristiano Bussi

Asimismo, en sesión de Directorio celebrada con fecha 24 de abril de 2018, se procedió a nombrar como presidente del Directorio al señor Giuseppe Conti y secretario al señor Ignacio Quiñones Sotomayor.

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 2018.

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 subsidiarias 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 Subsidiarias o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades Subsidiarias, 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 los Directores vigentes al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31-12-2018		
			Directorio de Enel Generación M$	Directorio de Filiales M$	Comité de Directores M$
Giuseppe Conti (*)	Presidente	01/01/18 al 31/12/18	-	-	-
Francesco Giorgianni (*)	Director	01/01/18 al 31/12/18	-	-	-
Hernán Cheyre Valenzuela (1)	Director	24/04/18 al 31/12/18	67.914	-	22.638
Jorge Atton Palma (2)	Director	01/01/18 al 29/11/18	76.781	-	24.841
Julio Pellegrini Vial	Director	01/01/18 al 31/12/18	90.996	-	29.579
Mauro Di Carlo (*) (3)	Director	01/01/18 al30/09/18	-	-	-
Umberto Magrini (*) (1)	Director	01/01/18 al 24/04/18	-	-	-
Luca Noviello (*)	Director	01/01/18 al 31/12/18	-	-	-
Fabrizio Barderi (*)	Director	01/01/18 al 31/12/18	-	-	-
Enrique Cibié Bluth (1)	Director	01/01/18 al 24/04/18	23.082	-	6.941
Antonio Scala (1) (*)	Director	24/04/18 al 31/12/18	-	-	-
Cristiano Bussi (*) (3)	Director	29/11/18 al 31/12/18	-	-	-
	Total		258.773	-	83.999

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	Presidente	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Enrico Viale	Presidente	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesco Giorgianni	Director	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya	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	Director	27/04/16 al 31/12/16	73.864	-	23.162
Mauro Di Carlo	Director	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Umberto Magrini	Director	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Luca Noviello	Director	27/04/16 al 31/12/16	-	-	-
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/16 al 27/04/16	28.744	-	6.634
Isabel Marshall Lagarrigue	Director	01/01/16 al 27/04/16	28.744	-	-
Vittorio Vagliasindi	Director	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesca Gostinelli	Director	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
	Total		327.556	-	89.388

(1) Los Sres. Hernán Cheyre Valenzuela y Antonio Scala asumieron como Directores día el 24 de abril de 2018, en misma fecha que los Sres. Enrique Cibié Bluth y Umberto Magrini dejaron de desempeñar su cargo.

(2) El Sr. Jorge Atton Palma desempeño su cargo como Director hasta el 29 de noviembre de 2018.

(3) El Sr. Cristiano Bussi asumió como Director el día el 19 de noviembre de 2018, en misma fecha que el Sr. Mauro Di Carlo dejó de desempeñar su cargo.

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

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

(*) Los Señores Giuseppe Conti, Francesco Giorgianni, Francesco Buresti, Mauro Di Carlo, Umberto Magrini , Luca Noviello, Antonio Scala, Cristiano Bussi y Fabrizio Barderi renunciaron a sus honorarios y dietas como miembros del Directorio de Enel Generación Chile S.A..

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

11.3 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	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
24.789.926-K	Valter Moro (1)	Gerente de Desarrollo de Negocios (Interino)
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
24.789.926-K	Valter Moro (2)	Gerente de Regulación (Interino)

(1) El Sr. Valter Moro asumió como Gerente de Desarrollo de Negocios el 01 de abril de 2018 en calidad interina, en reemplazo del Sr. Claudio Helfmann Soto.

(2) El Sr. Valter Moro asumió como Gerente de Regulación el 13 de agosto de 2018 en calidad interina, en reemplazo de la Sra. Paola Hartung Martínez.

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	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Remuneración	1.975.478	2.057.900
Beneficios a corto plazo para los empleados	454.564	550.238
Otros beneficios a largo plazo	115.499	321.692
Total	**2.545.541**	**2.929.830**

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.

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

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

12. INVENTARIOS.

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

Clases de Inventarios	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Suministros para la producción	**34.384.583**	**16.879.260**
- Gas	5.712.979	2.301.172
- Petróleo	2.684.688	2.593.805
- Carbón	25.986.916	11.984.283
Repuestos	9.386.198	14.861.643
Total	**43.770.781**	**31.740.903**

No existen Inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas.

Al 31 de diciembre de 2018, las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustible ascienden a M$ 230.993.754 (M$ 280.739.362 y M$ 295.148.838 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente) (ver nota 27).

Al 31 de diciembre de 2018, el rubro “Otros activos no financieros no corrientes” se presenta un saldo de M$12.545.299 (M$ 12.853.459 al 31 diciembre de 2017) de las cuales M$ 4.324.153 correspondientes a repuestos y materiales que serán utilizados en un horizonte superior a doce meses (M$ 5.444.789 al 31 diciembre de 2017).

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Pagos provisionales mensuales	37.544.939	54.863.660
Crédito por utilidades absorbidas	15.037.217	10.177.809
Créditos por gastos de capacitación	191.118	5.000
Ganancia mínima presunta (Argentina)	-	118.239
Total	**52.773.274**	**65.164.708**

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

Cuentas por Pagar por Impuestos Corrientes	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Impuesto a la Renta	12.541.174	66.933.261
Total	**12.541.174**	**66.933.261**

14. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

14.1 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 2018 y 2017:

Movimientos en Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2018 M$	Adiciones M$	Participación en Ganancia (Pérdida) M$	Dividendos Declarados M$	Diferencia de Conversión M$	Otros Resultados Integrales M$	Otro Incremento (Decremento) M$	Saldo al 31-12-2018 M$
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	3.783.316	-	805.972	(1.884.140)	347.835	-	-	3.052.983
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (*)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	0,00%	4.205.233	-	1.734.508	-	-	-	(5.939.741)	-
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	8.818.759	-	654.952	-	-	-	-	9.473.711
Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Asociada	Argentina	Peso Argentino	0,08%	105.146	-	86.021	-	(108.069)	-	217.100	300.198
				TOTALES	**16.912.454**	**-**	**3.281.453**	**(1.884.140)**	**239.766**	**-**	**(5.722.641)**	**12.826.892**

Movimientos en Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2017 M$	Adiciones M$	Participación en Ganancia (Pérdida) M$	Dividendos Declarados M$	Diferencia de Conversión M$	Otros Resultados Integrales M$	Otro Incremento (Decremento) M$	Saldo al 31-12-2017 M$
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	3.982.934	-	841.957	(743.734)	(297.841)	-	-	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)	-	-	-	1	4.205.233
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	8.222.763	-	595.996	-	-	-	-	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
				TOTALES	**18.738.198**	**1.943.100**	**(2.696.904)**	**(743.734)**	**(327.040)**	**(1.490)**	**324**	**16.912.454**

(*) Ver Nota 14.b y Anexo N° 3

b) Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. ("Hidroaysén"),

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, manteniendo 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.

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 contempló una distribución de activos a sus accionistas Enel Generación y Colbún de acuerdo a sus participaciones del 51% y 49% respectivamente. Este proceso de liquidación y la correspondiente distribución se llevó a cabo con fecha 7 de septiembre de 2018.

El Balance Individual considerado para el proceso de liquidación es el siguiente:

CENTRALES HIDROELECTRICAS DE AYSEN S.A.	Balance de Liquidación	Reconocido por Enel Generación (51%)
ACTIVOS	**07-09-2018 M$**	**07-09-2018 M$**
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo	72.339	36.892
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	56.021	28.571
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	**128.360**	**65.463**
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Propiedades, planta y equipo	11.603.281	5.917.673
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	**11.603.281**	**5.917.673**
TOTAL DE ACTIVOS	**11.731.641**	**5.983.136**
PASIVOS CORRIENTES	**07-09-2018 M$**	**07-09-2018 M$**
Otras provisiones corrientes	83.403	42.535
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	**83.403**	**42.535**
PATRIMONIO		
Capital emitido	188.855.665	96.316.389
Ganancias acumuladas	(177.207.427)	(90.375.788)
PATRIMONIO TOTAL	**11.648.238**	**5.940.601**
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	**11.731.641**	**5.983.136**

c) 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.

14.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.

A continuación, se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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 2018									
	%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%	75.571.058	267.884	66.679.077	-	707.597.382	(705.179.225)	2.418.157	1.043.609	3.461.766

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

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.

14.3 Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.

A continuación, se incluye información al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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.	
	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$
% Participación	**0,00%**	**51,00%**	**50,00%**	**50,00%**
Total de Activos corrientes	-	355.835	9.360.553	7.793.702
Total de Activos no corrientes	-	8.030.172	11.530.788	12.036.201
Total de Pasivos corrientes	-	139.182	235.264	440.426
Total de Pasivos no corrientes	-	-	1.708.660	1.751.963
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	355.446	8.185.391	7.310.296
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	3.003.757	2.813.493
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(758.607)	(782.322)
Otros gastos fijos de explotación	(125.182)	(8.144.855)	(784.364)	(525.471)
Ingresos procedentes de intereses	-	24.829	-	-
Otras Ganancias	3.526.179	-	187.601	-
Gasto por impuestos a las ganancias	-	-	(349.848)	(313.709)
Ganancia (pérdida)	**3.400.997**	**(8.193.670)**	**1.309.903**	**1.191.991**
Resultado integral	**3.400.997**	**(8.193.670)**	**1.309.903**	**1.191.991**

(*) Ver Nota 14.b y Anexo N° 3

- Restricciones a la disposición de fondos de asociadas

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, no existen restricciones a la disposición de fondos de asociadas y controles conjuntos.73

14.4 Compromisos y Contingencias.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, no existen compromisos y contingencias en compañías asociadas y negocio conjunto.

15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Activos Intangibles Neto	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Activos Intangibles Identificables, Neto	**23.910.977**	**18.607.973**
Servidumbres y Derechos de Agua	5.664.621	6.338.591
Programas Informáticos	17.792.405	9.242.490
Otros Activos Intangibles Identificables	453.951	3.026.892

Activos Intangibles Bruto	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	**48.865.559**	**37.341.308**
Servidumbres y Derechos de Agua	6.281.675	6.920.897
Programas Informáticos	39.370.957	24.658.245
Otros Activos Intangibles Identificables	3.212.927	5.762.166

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(24.954.582)**	**(18.733.335)**
Servidumbres y Derechos de Agua	(617.054)	(582.306)
Programas Informáticos	(21.578.552)	(15.415.755)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.758.976)	(2.735.274)

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios 2018 y 2017 han sido los siguientes:

Año 2018

Movimientos año 2018 - 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 2018	**6.338.591**	**9.242.490**	**3.026.892**	**18.607.973**
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	2.721	11.231.076	-	**11.233.797**
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	-	(143)	-	**(143)**
Amortización	-	(6.255.236)	(2.130)	**(6.257.366)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	**2.571.157**	**(2.571.157)**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	2.571.157	(2.571.157)	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**(509.981)**	-	-	**(509.981)**
Retiros de servicio	(509.981)	-	-	**(509.981)**
Incremento (disminución)	(166.710)	1.003.061	-	**836.351**
Hiperinflacion Sociedades Argentinas	-	-	346	**346**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(673.970)**	**8.549.915**	**(2.572.941)**	**5.303.004**
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**5.664.621**	**17.792.405**	**453.951**	**23.910.977**

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	-	-	-	**-**
Retiros de servicio	-	-	-	**-**
Incremento (disminución)	-	-	-	**-**
Hiperinflacion Sociedades Argentinas	-	-	-	**-**
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**

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

16. 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 2018 y 2017:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo al 01-01-2018 M$	Traspasos por Fusiones M$	Saldo al 31-12-2018 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 01-01-2017 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**

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 2018 y 2017 (ver Nota 3.b).

17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1 Composición del rubro.

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**2.919.097.994**	**2.788.204.501**
Construcción en Curso	654.854.659	554.424.935
Terrenos	57.932.689	52.063.679
Edificios	8.438.832	9.029.526
Planta y Equipo	2.146.295.618	2.117.017.034
Instalaciones Fijas y Accesorios	33.921.524	37.160.396
Arrendamientos Financieros	17.654.672	18.508.931

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**5.533.677.016**	**5.428.558.807**
Construcción en Curso	654.854.659	554.424.935
Terrenos	57.932.689	52.063.679
Edificios	22.243.315	22.251.858
Planta y Equipo	4.670.987.645	4.666.169.339
Instalaciones Fijas y Accesorios	98.898.677	104.888.965
Arrendamientos Financieros	28.760.031	28.760.031

Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(2.614.579.022)**	**(2.640.354.306)**
Edificios	(13.804.483)	(13.222.332)
Planta y Equipo	(2.524.692.027)	(2.549.152.305)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(64.977.153)	(67.728.569)
Arrendamientos Financieros	(11.105.359)	(10.251.100)

17.2 Detalle de Propiedades, Planta y Equipo.

A continuación, se presenta el detalle de Propiedades, Planta y Equipo para los ejercicios 2018 y 2017:

	Movimientos año 2018 - Propiedades, Planta y Equipo	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 2018		**554.424.935**	**52.063.679**	**9.029.526**	**2.117.017.034**	**37.160.396**	**18.508.931**	**2.788.204.501**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de	223.154.320	5.893.739	-	46.227	-	-	**229.094.286**
	Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(129.401)	(35.406)	(61.194)	(790.755)	106.382	-	**(910.374)**
	Depreciación	-	-	(611.036)	(108.405.979)	(1.636.624)	(854.258)	**(111.507.897)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros	**(135.136.356)**	-	**81.534**	**135.214.591**	**(159.769)**	-	**-**
	Incrementos (disminuciones) por Transferencia de Construcción	(135.136.356)	-	81.534	135.214.591	(159.769)	-	**-**
	Disposiciones y retiros de servicio	**763**	-	-	**(527.470)**	**(1)**	-	**(526.708)**
	Disposiciones	-	-	-	(527.469)	-	-	**(527.469)**
	Retiros (*)	763	-	-	(1)	(1)	-	**761**
	Disposiciones y retiros de servicio	**12.540.398**	10.677	**2**	**3.741.970**	(1.548.860)	(1)	**14.744.186**
	Hiperinflacion sociedades Argentinas	-	-	-	1.912.829	-	-	**1.912.829**
	Otros incrementos (disminución)	12.540.398	10.677	2	1.829.141	(1.548.860)	(1)	**12.831.357**
	Total movimientos	**100.429.724**	**5.869.010**	**(590.694)**	**29.278.584**	**(3.238.872)**	**(854.259)**	**130.893.493**
Saldo al 31 de diciembre de 2018		**654.854.659**	**57.932.689**	**8.438.832**	**2.146.295.618**	**33.921.524**	**17.654.672**	**2.919.097.994**

(*) Ver Nota 17.7.8

	Movimientos año 2017 - Propiedades, Planta y Equipo	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	203.401.391	-	-	-	58.944	-	**203.460.335**
	Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(101.444)	(25.624)	(44.699)	(336.622)	253.596	-	**(254.793)**
	Depreciación	-	-	(629.681)	(110.391.381)	(2.327.975)	(854.258)	**(114.203.295)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros	**(207.314.070)**	**776.932**	-	**191.406.850**	**15.130.288**	-	**-**
	Incrementos (disminuciones) por Transferencia de Construcción	(207.314.070)	776.932	-	191.406.850	15.130.288	-	**-**
	Disposiciones y retiros de servicio	**(30.206.357)**	**(30.353)**	-	**(1.723.479)**	**38.212**	-	**(31.921.977)**
	Disposiciones	(5.099.800)	(30.353)	-	(453.882)	38.212	-	**(5.545.823)**
	Retiros (*)	(25.106.557)	-	-	(1.269.597)	-	-	**(26.376.154)**
	Disposiciones y retiros de servicio	**(55.163)**	-	-	**4.340.857**	-	-	**4.285.694**
	Hiperinflacion sociedades Argentinas	-	-	-	-	-	-	**-**
	Disminución por la perdida de control de una subsidiaria	-	-	-	-	-	-	**-**
	Otros incrementos (disminución)	(55.163)	-	-	4.340.857	-	-	**4.285.694**
	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 17.7.8

17.3 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$ 142.578.993 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 (M$ 102.515.924 al 31 de diciembre de 2017).

17.4 Costos capitalizados

a. Gastos financieros capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M$ 6.523.443, M$ 4.078.463 y M$ 3.001.211 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente. La tasa media de financiamientos, varió en un rango comprendido entre un 7,71% y un 7,12% al 31 de diciembre de 2018 (entre 7,12% y un 7,95 % en 2017) (ver nota 32).

b. Gastos de personal capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M$ 7.449.013, M$ 7.226.484 y M$ 9.758.304 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

17.5 Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las Propiedades, Planta y Equipo incluyen M$ 17.654.672 y M$ 18.508.931 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:

	31-12-2018			31-12-2017		
	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$
Menor a un año	2.779.081	612.806	2.166.275	2.459.000	659.212	1.799.788
Entre un año y cinco años	13.284.596	974.421	12.310.175	9.836.000	1.244.808	8.591.192
Más de cinco años	-	-	-	4.377.544	159.610	4.217.934
Total	**16.063.677**	**1.587.227**	**14.476.450**	**16.672.544**	**2.063.630**	**14.608.914**

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%.

17.6 Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 incluyen M$ 5.011.340 y 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 2018 y 2017, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Menor a un año	3.745.950	2.399.014
Entre un año y cinco años	5.701.983	3.331.037
Más de cinco años	1.093.022	754.503
Total	**10.540.955**	**6.484.554**

17.7 Otras informaciones.

1. Enel Generación Chile mantenía al 31 de diciembre de 2018 y 2017, compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M$ 166.392.958 y M$ 281.814.599, respectivamente.

2. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, Enel Generación Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos.

3. La Sociedad y sus Subsidiarias 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 Subsidiarias y de Responsabilidad Civil Ambiental de €10 millones. 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 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.

7. 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.

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.

8. 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.

9. 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.

18. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a) El origen de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		Saldo neto al 1 de enero de 2018	Aplicación inicial NIIF 9 y NIC 29	Saldo neto reexpresado al 1 de enero de 2018	Movimientos				Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	Saldo al 31 de diciembre de 2018	
					Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)		Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a	Depreciaciones	(232.741.069)	-	(232.741.069)	20.382.971	-	-	-	**(212.358.098)**	11.567	(212.795.353)
	obligaciones por beneficios post-empleo	1.478.416	-	1.478.416	(192.839)	87.818	-	-	**1.373.395**	1.474.757	(101.362)
	pérdidas fiscales	9.536.102		9.536.102	(9.536.102)	-	-	-	**-**	-	-
	Provisiones	**20.314.110**	**52.255**	**20.366.365**	**4.503.006**	**-**	**-**	**-**	**24.869.371**	**24.869.371**	**-**
	Provision Desmantelamiento	17.277.993	-	17.277.993	4.185.333	-	-	-	**21.463.326**	21.463.326	-
	Provisión cuentas incobrables	555.914	52.255	608.169	(107.757)	-	-	-	**500.412**	500.412	-
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	2.373.725	-	2.373.725	388.183	-	-	-	**2.761.908**	2.761.908	-
	Otras Provisiones	106.478	-	106.478	37.247	-	-	-	**143.725**	143.725	-
	Otros Impuestos Diferidos	**41.118.525**	**(213.442)**	**40.905.083**	**(27.785.843)**	**4**	**-**	**(10.491.314)**	**2.627.930**	**8.695.342**	**(5.641.724)**
	Tax Credit	10.491.314	-	10.491.314		-	-	(10.491.314)	**-**	-	-
	Ingresos Diferidos	(673.896)	-	(673.896)	1.059.308	-	-		**385.412**	385.412	-
	Inversiones contabilizadas por el Método de la Participación - Hidroaysén (*)	30.938.736	-	30.938.736	(30.938.736)	-	-		**-**	1.398.289	-
	Hiperinflación - Argentina	-	(213.442)	(213.442)	(212.246)				**(425.688)**		
	Otros Impuestos Diferidos	362.371	-	362.371	2.305.831	4	-	-	**2.668.206**	6.911.641	(5.641.724)
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación		**(160.293.916)**	**(161.187)**	**(160.455.103)**	**(12.628.807)**	**87.822**	**-**	**(10.491.314)**	**(183.487.402)**	**35.051.037**	**(218.538.439)**
Compensación										(35.051.037)	35.051.037
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación									**(183.487.402)**	**-**	**(183.487.402)**

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		Saldo neto al 1 de enero de 2017	Aplicación inicial NIIF 9	Saldo neto reexpresado al 1 de enero de 2018	Movimientos				Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	Saldo al 31 de diciembre de 2017	
					Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)		Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a	Depreciaciones	(209.128.557)	-	(209.128.557)	(23.672.231)	-	61.221	(1.502)	**(232.741.069)**	146.622	(232.887.691)
	obligaciones por beneficios post-empleo	1.639.108	-	1.639.108	249.625	(68.034)	-	(342.283)	**1.478.416**	1.504.434	(26.018)
	pérdidas fiscales	11.911.396	-	11.911.396	(2.375.294)	-	-	-	**9.536.102**	9.536.102	-
	Provisiones	**20.198.527**	**-**	**20.198.527**	**(226.700)**	**-**	**-**	**342.283**	**20.314.110**	**20.314.110**	**-**
	Provision Desmantelamiento	15.477.997	-	15.477.997	1.799.996	-	-	-	**17.277.993**	17.277.993	-
	Provisión cuentas incobrables	513.049	-	513.049	42.865	-	-	-	**555.914**	555.914	-
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	2.405.948	-	2.405.948	(32.223)	-	-	-	**2.373.725**	2.373.725	-
	Otras Provisiones	1.801.533	-	1.801.533	(2.037.338)	-	-	342.283	**106.478**	106.478	-
	Otros Impuestos Diferidos	**8.798.644**	**-**	**8.798.644**	**28.678.438**	**(2)**	**(28.356)**	**3.669.801**	**41.118.525**	**45.901.164**	**(4.782.639)**
	Tax Credit	10.295.696	-	10.295.696	-	-	-	195.618	**10.491.314**	10.491.314	-
	Ingresos Diferidos	463.768	-	463.768	(1.137.664)	-	-	-	**(673.896)**	(673.896)	-
	Inversiones contabilizadas por el Método de la Participación - Hidroaysén	-	-	-	30.938.736	-	-	-	**30.938.736**	30.938.736	-
	Otros Impuestos Diferidos	(1.960.820)	-	(1.960.820)	(1.122.634)	(2)	(28.356)	3.474.183	**362.371**	5.145.010	(4.782.639)
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación		**(166.580.882)**	**-**	**(166.580.882)**	**2.653.839**	**(68.036)**	**32.865**	**3.668.299**	**(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)**

(*) Ver Nota 14.b.

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 Subsidiarias cubren lo necesario para recuperar estos activos.

b) Al 31 de diciembre de 2018, 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 Subsidiarias 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 2018 asciende a M$ 11.313.612 (M$ 59.530.551 al 31 de diciembre de 2017).

Por otra parte, el monto total de las diferencias temporales deducibles relacionadas con inversiones en Subsidiarias y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se han registrado activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2018 asciende a M$ 242.676.148 (M$ 238.424.357 al 31 diciembre de 2017).

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 2015 al 2017.

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	31-12-2018			31-12-2017			31-12-2016		
	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	(15)	4	(11)	8	(2)	6	18	(5)	13
Cobertura de flujo de caja	(138.850.000)	37.616.791	(101.233.209)	97.309.516	(26.139.149)	71.170.367	86.959.338	(20.924.809)	66.034.529
Ajustes por conversión	(5.522.334)	-	(5.522.334)	(3.690.798)	-	(3.690.798)	(139.529.128)	-	(139.529.128)
Ajustes de asociadas y negocios conjuntos	-	-	-	-	-	-	(11.904.709)	-	(11.904.709)
Ganancias (Pérdidas) actuariales definidas como beneficios de planes de pensiones	(325.252)	87.818	(237.434)	251.976	(68.034)	183.942	(1.757.402)	474.498	(1.282.904)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	**(144.697.601)**	**37.704.613**	**(106.992.988)**	**93.870.702**	**(26.207.185)**	**67.663.517**	**(66.231.883)**	**(20.450.316)**	**(86.682.199)**

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance y resultados integrales del correspondiente a los ejercicios 2018, 2017 y 2016 es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance y resultados Integrales	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuadas	87.822	(68.036)	474.493
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	37.616.791	(26.139.149)	(21.528.043)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuadas	-	-	603.234
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**37.704.613**	**(26.207.185)**	**(20.450.316)**

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.

19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31-12-2018		31-12-2017	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos que devengan intereses	43.946.822	797.023.880	17.255.679	760.932.929
Instrumentos derivados de cobertura (*)	81.195.765	2.629.715	304.278	21.045.216
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	207.957	159.630	1.255.478	-
Total	**125.350.544**	**799.813.225**	**18.815.435**	**781.978.145**

(*) Ver Nota 21. 2.a.

(**) Ver Nota 21.2.b.

Préstamos que devengan intereses

19.1 El detalle de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31-12-2018		31-12-2017	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos bancarios	4	-	109	-
Obligaciones no garantizadas	41.780.543	784.713.705	15.455.782	748.123.803
Arrendamiento financiero	2.166.275	12.310.175	1.799.788	12.809.126
Total	**43.946.822**	**797.023.880**	**17.255.679**	**760.932.929**

19.2 El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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	31-12-2018	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	31-12-2018
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	CH$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	4	-	4	-	-	-	-	-	-
				Total	4	-	4	-	-	-	-	-	-

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	-	-	-	-	-	-

- 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	31-12-2018								
										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
										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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander	Chile	Ch$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	4	-	4	-	-	-	-	-	-
				Total	M$					4	-	4	-	-	-	-	-	-

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								
										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
										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	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-
				Total	M$					109	-	109	-	-	-	-	-	-

19.3 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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	31-12-2018	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	31-12-2018
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	US$	6,99%	6,90%	Sin Garantía	7.144.997	2.493.452	**9.638.449**	-	-	-	-	487.595.270	**487.595.270**
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	32.142.094	**32.142.094**	30.793.493	30.793.493	30.793.493	30.793.493	173.944.463	**297.118.435**
				Total	**7.144.997**	**34.635.546**	**41.780.543**	**30.793.493**	**30.793.493**	**30.793.493**	**30.793.493**	**661.539.733**	**784.713.705**

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**

19.4 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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 2018 asciende a M$ 966.998.354 (M$ 947.565.989 al 31 de diciembre de 2017). 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	Garantia	31-12-2018									31-12-2017								
										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.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US$	7,96%	7,88%	No	4.693.498	-	4.693.498	-	-	-	-	142.300.747	142.300.747	4.152.926	-	4.152.926	-	-	-	-	125.566.611	125.566.611
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	1.500.880	-	1.500.880	-	-	-	-	48.131.124	48.131.124	1.328.023	-	1.328.023	-	-	-	-	42.902.198	42.902.198
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	950.619	-	950.619	-	-	-	-	22.694.249	22.694.249	841.132	-	841.132	-	-	-	-	19.398.499	19.398.499
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	-	2.493.452	2.493.452	-	-	-	-	274.469.150	274.469.150	-	2.206.269	2.206.269	-	-	-	-	242.361.551	242.361.551
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	-	6.513.162	6.513.162	5.733.684	5.733.684	5.733.684	5.733.684	25.386.928	48.321.664	-	6.374.051	6.374.051	5.574.013	5.574.013	5.574.013	5.574.013	30.872.536	53.168.588
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	-	25.628.932	25.628.932	25.059.809	25.059.809	25.059.809	25.059.809	148.557.535	248.796.771	-	553.381	553.381	-	-	-	-	264.726.356	264.726.356
				Total		**M$**				7.144.997	34.635.546	**41.780.543**	30.793.493	30.793.493	30.793.493	30.793.493	661.539.733	**784.713.705**	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**

- 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	31-12-2018									31-12-2017								
								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%	528.847	1.637.428	2.166.275	2.307.082	2.457.043	2.616.750	4.929.300	-	12.310.175	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
				Total		**M$**				**2.166.275**						**12.310.175**			**1.799.788**						**12.809.126**

19.5 Deuda de cobertura.

De la deuda en Enel Generación Chile en dólares estadounidenses, al 31 de diciembre de 2018, M$ 498.203.587 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 2017 dichos montos ascendían a M$ 440.823.086.

El movimiento al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 en el rubro “Patrimonio total: Reservas de Coberturas” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

Reserva de Coberturas	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del período	**(44.278.685)**	**(85.790.673)**	**(122.448.724)**
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	(41.257.222)	28.878.949	23.870.051
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	11.321.589	12.633.039	12.788.000
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)	**(74.214.317)**	**(44.278.685)**	**(85.790.673)**

19.6 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, Enel Generación Chile disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M$ 138.954.000 y M$ 199.271.103, respectivamente.

19.7 Flujos futuros de deuda no descontados.

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2018	No Corriente					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2018
				M$	M$	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$	M$
Chile	Ch$	6,00%	No	4	-	4	-	-	-	-	-	-
				4	-	4	-	-	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2017	No Corriente					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2017
				M$	M$	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$	M$
Chile	Ch$	6,00%	No	109	-	109	-	-	-	-	-	-
				109	-	109	-	-	-	-	-	-

- Resumen de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2018	No Corriente					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2018
				M$	M$	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$	M$
Chile	US$	6,90%	No	7.557.992	22.673.976	30.231.968	30.231.967	30.231.967	30.231.967	30.231.967	763.227.018	884.154.886
Chile	U.F.	5,48%	No	6.603.562	49.871.556	56.475.118	54.036.540	51.597.963	49.159.386	46.720.808	224.787.689	426.302.386
				14.161.554	72.545.532	86.707.086	84.268.507	81.829.930	79.391.353	76.952.775	988.014.707	1.310.457.272

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2017	No Corriente					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2017
				M$	M$	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$	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	703.872.066	811.039.718
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	256.892.562	452.063.928
				12.473.017	42.783.373	55.256.390	78.718.927	76.629.479	74.540.030	72.450.582	960.764.628	1.263.103.646

- Resumen Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero por Deudor

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2018	No Corriente					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2018
				M$	M$	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$	M$
Chile	US$	6,50%	No	760.090	2.278.842	3.038.932	3.034.977	3.030.765	3.026.279	5.044.764	-	14.136.785
				760.090	2.278.842	3.038.932	3.034.977	3.030.765	3.026.279	5.044.764	-	14.136.785

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2017	No Corriente					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2017
				M$	M$	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$	M$
Chile	US$	6,50%	No	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
				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

20. 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.

20.1. 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	31-12-2018 %	31-12-2017 %
Tasa de interés fijo y/o protegida	93%	92%
Total	**93%**	**92%**

20.2. 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.

20.3. 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 realizan 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 2018 había operaciones vigentes por 432 kTon de API2 a liquidarse en 2019, 994 kBbl de Brent a liquidarse en 2019, por 225 kTon de BCI7 a liquidarse en 2019 y por 0.2 TBtu de HH a liquidarse en 2019 (cifras consideran posición neta cubierta).

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

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

20.4. 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 19 y 21.

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de M$ 151.989.905 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 138.954.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. 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.

20.5. 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).

20.6. 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$ 36.993.336.

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.

21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

21.1 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 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al 31 de diciembre de 2018			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Activos financieros medidos a costo amortizado M$	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral M$	Derivados financieros de cobertura M$
Instrumentos de patrimonio	-	-	269.031	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	371.656.536	-	-
Instrumentos derivados	1.491.497	-	1.423.613	38.169.894
Otros activos de carácter financiero	-	84.580	-	-
Total corriente	**1.491.497**	**371.741.116**	**1.692.644**	**38.169.894**
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.326.484	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	1.156.638	-	-
Instrumentos derivados	36.086	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	-
Total no corriente	**36.086**	**1.156.638**	**2.326.484**	**-**
Total	**1.527.583**	**372.897.754**	**4.019.128**	**38.169.894**

	Saldo al 31 de diciembre de 2017			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Activos financieros medidos a costo amortizado M$	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral M$	Derivados financieros de cobertura M$
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	301.379.119	-	-
Instrumentos derivados	10.343.671	-	5.742.633	20.038.433
Otros activos de carácter financiero	-	82.127	-	-
Total corriente	**10.343.671**	**301.461.246**	**5.742.633**	**20.038.433**
Instrumentos de patrimonio	6.353	-	2.595.342	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	1.032.923	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	30.789.703
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	-
Total no corriente	**6.353**	**1.032.923**	**2.595.342**	**30.789.703**
Total	**10.350.024**	**302.494.169**	**8.337.975**	**50.828.136**

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al 31 de diciembre de 2018			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado M$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral M$	Derivados financieros de cobertura M$
Préstamos que devengan interés	-	43.946.822	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	419.006.236	-	-
Instrumentos derivados	756.005	-	7.161.949	81.195.765
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-	-
Total corriente	**756.005**	**462.953.058**	**7.161.949**	**81.195.765**
Préstamos que devengan interés	-	797.023.880	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	450.421	-	-
Instrumentos derivados	159.630	-	-	2.629.715
Total no corriente	**159.630**	**797.474.301**	**-**	**2.629.715**
Total	**915.635**	**1.260.427.359**	**7.161.949**	**83.825.480**

	Saldo al 31 de diciembre de 2017			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado M$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral M$	Derivados financieros de cobertura M$
Préstamos que devengan interés	-	17.255.679	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	429.451.249	-	-
Instrumentos derivados	1.255.478	-	-	304.278
Otros pasivos de carácter financiero	889.026	-	-	-
Total corriente	**2.144.504**	**446.706.928**	**-**	**304.278**
Préstamos que devengan interés	-	760.932.929	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	951.161	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	21.045.216
Total no corriente	**-**	**761.884.090**	**-**	**21.045.216**
Total	**2.144.504**	**1.208.591.018**	**-**	**21.349.494**

21.2 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 2018 y 2017, 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 2018				Saldo al 31 de diciembre de 2017			
	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:	**38.169.894**	**-**	**81.195.765**	**2.629.715**	**20.038.433**	**30.789.703**	**304.278**	**21.045.216**
Cobertura de flujos de caja	38.169.894	-	81.195.765	2.629.715	20.038.433	30.789.703	304.278	21.045.216
Total	**38.169.894**	**-**	**81.195.765**	**2.629.715**	**20.038.433**	**30.789.703**	**304.278**	**21.045.216**

- 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	Valor Razonable de Instrumentos
				31-12-2018 M$	**31-12-2017 M$**
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	Flujo de caja	(18.892.399)	7.696.061
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	Flujo de caja	(26.763.187)	21.782.581

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del período terminado al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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 2018 y 2017, 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 2018				Saldo al 31 de diciembre de 2017			
	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:	**41.023**	**36.086**	**207.957**	**159.630**	**402.716**	-	**1.255.478**	-
Instrumentos derivados no cobertura	41.023	36.086	207.957	159.630	402.716	-	1.255.478	-
Total	**41.023**	**36.086**	**207.957**	**159.630**	**402.716**	-	**1.255.478**	-

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 NIIF 9 “Instrumentos Financieros”.

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 2018 y 2017, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

Derivados financieros	Saldo al 31 de diciembre de 2018				
		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:	**(45.655.586)**	**1.227.557.071**	**76.355.223**	**-**	**1.303.912.294**
Cobertura de flujos de caja	(45.655.586)	1.227.557.071	76.355.223	-	1.303.912.294
Derivados no designados contablemente de cobertura	**(290.478)**	**34.525.045**	**29.457.793**	**1.913.220**	**65.896.058**
Total	**(45.946.064)**	**1.262.082.116**	**105.813.016**	**1.913.220**	**1.369.808.352**

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**

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.

21.3 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 2018 y 2017:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2018 M$	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando: Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	38.169.894	-	38.169.894	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	77.109	-	77.109	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	1.450.474	-	1.450.474	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	1.423.613	-	1.423.613	-
Instrumento de Patrimonio a valor razonable con cambio en resultado	-	-	-	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	2.595.515	2.326.484	269.031	-
Otros pasivos financieros Corto plazo	-	-	-	-
Total	**43.716.605**	**2.326.484**	**41.390.121**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	83.825.480	-	83.825.480	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	-	-	-	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	367.587	-	367.587	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	548.048	-	548.048	-
Derivados de commodities designados como cobertura de valor razonable	-	-	-	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	7.161.949	-	7.161.949	-
Total	**91.903.064**	**-**	**91.903.064**	**-**

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2017 M$	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando: Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	50.828.136	-	50.828.136	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	402.716	-	402.716	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	9.940.955	-	9.940.955	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	5.742.633	-	5.742.633	-
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	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 a valor razonable con cambios en resultados	889.026	-	889.026	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	-	-	-	-
Total	**23.493.998**	**-**	**23.493.998**	**-**

22. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Acreedores comerciales	106.415.197	94.132.901	-	-
Otras cuentas por pagar	168.916.421	215.750.627	450.421	632.643
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	**275.331.618**	**309.883.528**	**450.421**	**632.643**

El detalle de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Proveedores por compra de energía	66.627.358	80.832.851	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	39.787.839	13.300.050	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	1.547.674	2.353.000	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	32.379.106	56.004.450	6.765	5.431
Depósitos en garantía	183.514	194.193	-	-
Dividendos por pagar a terceros	9.357.160	53.139.347	-	-
Compras de Activos	111.336.945	90.585.971	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	710.477	1.227.656	-	-
Cuentas por pagar al personal	12.745.222	11.741.237	-	-
Otras cuentas por pagar	656.323	504.773	443.656	627.212
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	**275.331.618**	**309.883.528**	**450.421**	**632.643**

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 20.4.

El detalle de los pagos al día vencidos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se expone en Anexo N°6.

23. PROVISIONES.

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Reclamaciones legales	3.884.018	3.497.786	-	-
Desmantelamiento, restauración (*)	-	-	79.493.801	63.992.567
Otras provisiones	1.298.849	1.798.849	-	-
Total	**5.182.867**	**5.296.635**	**79.493.801**	**63.992.567**

(*) 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 el periodo 2018 y 2017, 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 2018	**3.497.786**	**63.992.567**	**1.798.849**	**69.289.202**
Movimientos en Provisiones				
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	991.032	12.485.197	-	13.476.229
Provisión Utilizada	(315.412)	-	(500.000)	(815.412)
Reversión de Provisión No Utilizada	(259.419)	-	-	(259.419)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	3.016.037	-	3.016.037
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(29.969)	-	-	(29.969)
Total Movimientos en Provisiones	**386.232**	**15.501.234**	**(500.000)**	**15.387.466**
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**3.884.018**	**79.493.801**	**1.298.849**	**84.676.668**

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**

(*) Corresponde a reversos de provisiones por Litigios.

24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

24.1 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. l.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.

24.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros

a) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

Obligaciones post empleo	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Obligaciones post empleo	14.610.975	14.875.948
Total	**14.610.975**	**14.875.948**

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M$
Saldo al 01 de enero de 2017	**15.820.557**
Costo del servicio corriente	790.850
Costo por intereses	691.075
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	(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**
Costo del servicio corriente	680.467
Costo por intereses	695.935
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	145.338
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	179.914
Beneficios pagados	(1.925.219)
Costos de servicios pasados	(39.060)
Transferencia de personal	(2.348)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**14.610.975**

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 2018, 2017 y 2016 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	680.467	790.850	802.823
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	695.935	691.075	705.211
Costo de servicio pasado	(39.060)	-	-
Total gasto reconocido en el estado de resultados	**1.337.342**	**1.481.925**	**1.508.034**
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	325.252	(251.976)	1.757.402
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	**1.662.594**	**1.229.949**	**3.265.436**

24.3 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 2018 y 2017:

Hipótesis actuariales	Chile	
	31-12-2018	31-12-2017
Tasas de descuento utilizadas	4,7%	5,0%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,8%	4,0%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de Rotación Esperada	4,0%	3,8%

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$ 905.602 (M$ 923.224 a diciembre de 2017) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M$ 1.034.800 (M$ 1.076.294 a diciembre de 2017) 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 presente ejercicio ascienden a M$ 2.047.818.

Duración de los compromisos:

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo Enel Generación Chile corresponde a 6,93 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	M$
1	2.047.818
2	1.122.495
3	1.604.246
4	1.280.802
5	1.205.286
más de 5	6.551.575

25. PATRIMONIO TOTAL.

25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

25.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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 desde que fue efectuada la distribución a Endesa Américas S.A. esta, ascendió a M$ 85.511.492 al 31 de diciembre de 2016.

Durante el período 2018 y el ejercicio 2017, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

25.1.2 Dividendos.

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. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°63, fue pagado con fecha 26 de enero de 2018, la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 24 de abril de 2018, aprobó y pago el remanente del dividendo definitivo N°64, ascendente a $23,12488 por acción, el que fue cancelado el día 18 de mayo de 2018.

La junta General de Accionistas de Enel Generación Chile, celebrada el 24 de abril de 2018, aprobó como Política de Dividendos, que el directorio espera cumplir durante el ejercicio 2018, distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 60% de las utilidades liquidas del ejercicio 2018. Además aprobó repartir un dividendo provisorio de hasta un 50% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2018, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagados en enero de 2019.

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
64	Definitivo	18-05-2018	23,12488	2017
65	Provisorio	05-01-2019	11,19557	2018

25.2 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 2018, 2017 y 2016 es el siguiente:

Diferencias de cambio por conversión acumuladas	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
GasAtacama Chile S.A.	6.674.136	11.688.351	14.979.960
Otros	547.835	920.567	1.230.881
Total	**7.221.971**	**12.608.918**	**16.210.841**

25.3 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.

25.4 Restricciones a la disposición de fondos de las Subsidiarias.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, no existen restricciones a la disposición de fondos de subsidiarias

25.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

Otras Reservas	Saldo al 01-01-2018 M$	Movimientos 2018 M$	Saldo al 31-12-2018 M$
Reservas por diferencias de cambio por conversión	12.608.918	(5.386.947)	7.221.971
Reservas de coberturas de flujo de caja	(52.329.034)	(101.233.208)	(153.562.242)
Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta	(1.027)	(11)	(1.038)
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 varias	(35.068.098)	3.646.134	(31.421.964)
Total	**(74.789.241)**	**(102.974.032)**	**(177.763.273)**

Otras Reservas	Saldo al 01-01-2017 M$	Movimientos 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	(2.722.113)	-
Otras reservas varias	(32.188.067)	(2.880.031)	(35.068.098)
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$
Diferencias de cambio por conversión	19.691.866	(3.481.025)	16.210.841
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)**

- Reserva de diferencias de cambio por conversión: Provienen fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:
  - La conversión de nuestras Subsidiarias 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).

25.6 Otras reservas varias

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados por los períodos al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Detalle Otras Reservas	Saldo al 31-12-2018 M$	Saldo al 31-12-2017 M$
Reserva por reestructuración societaria ("División") (1)	458.265.366	458.265.366
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	7.785.000	4.138.866
Total Otras Reservas	**(31.421.964)**	**(35.068.098)**

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 5.2).

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:

   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 Endesa España, 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.

25.7 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	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	10.310.215	9.963.472	6.885.422	5.649.253
Gas Atacama Chile S.A.	2,63%	16.660.247	17.532.754	2.290.359	1.439.148
Total		**26.970.462**	**27.496.226**	**9.175.781**	**7.088.401**

26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Ventas de energía	**1.369.333.310**	**1.457.671.722**	**1.516.688.442**
Generación	**1.369.333.310**	**1.457.671.722**	**1.516.688.442**
Clientes Regulados	997.315.635	1.101.089.106	1.180.042.597
Clientes no Regulados	337.748.542	285.623.737	234.641.908
Ventas de Mercado Spot	34.269.133	70.958.879	102.003.937
Otras ventas	**103.745.285**	**94.452.287**	**64.638.599**
Ventas de gas	103.717.558	91.652.707	64.443.715
Ventas de productos y servicios	27.727	2.799.580	194.884
Otras prestaciones de servicios	**8.475.543**	**46.908.131**	**58.632.774**
Peajes y trasmisión	3.267.012	38.850.596	50.437.592
Servicios de ingeniería y consultoría	231.373	-	-
Otras prestaciones	4.977.158	8.057.535	8.195.182
Total	**1.481.554.138**	**1.599.032.140**	**1.639.959.815**

Otros Ingresos de Explotación	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Otros Ingresos	39.500.045	35.904.948	19.767.514
Total	**39.500.045**	**35.904.948**	**19.767.514**

27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Compras de energía	(326.365.798)	(346.954.692)	(335.731.822)
Consumo de combustible	(230.993.754)	(280.739.362)	(295.148.838)
Gastos de transporte	(141.551.194)	(152.869.838)	(192.502.995)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(111.063.406)	(123.414.114)	(71.676.459)
Total	**(809.974.152)**	**(903.978.006)**	**(895.060.114)**

28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es la siguiente:

Gastos de personal	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Sueldos y salarios	(44.154.344)	(44.367.982)	(47.845.074)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(641.407)	(790.850)	(802.823)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(5.797.834)	(6.524.962)	(7.031.344)
Otros gastos de personal	(3.206.953)	(2.538.676)	(4.670.831)
Total	**(53.800.538)**	**(54.222.470)**	**(60.350.072)**

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Depreciaciones	(111.507.897)	(114.203.295)	(130.397.533)
Amortizaciones	(6.257.366)	(3.134.258)	(2.202.848)
Subtotal	**(117.765.263)**	**(117.337.553)**	**(132.600.381)**
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(100.900)	55.494	(30.785.531)
Total	**(117.866.163)**	**(117.282.059)**	**(163.385.912)**

(*) Pérdidas por deterioro	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Reversión por deterioro activos financieros	(100.900)	55.494	-
(Pérdida) por deterioro activo fijo	-	-	(30.785.531)
Total	**(100.900)**	**55.494**	**(30.785.531)**

(*) Ver Nota 10.c y Anexo 5.b)

30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Servicios profesionales independientes y externalizados	(21.459.861)	(27.666.155)	(31.529.339)
Otros Suministros y Servicios	(19.184.762)	(18.746.799)	(16.538.925)
Primas de seguros	(13.270.568)	(12.479.501)	(15.963.457)
Tributos y tasas	(2.549.959)	(3.411.239)	(3.589.932)
Reparaciones y conservación	(7.386.375)	(2.183.793)	(2.467.908)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(205.114)	(388.562)	(713.691)
Arrendamientos y cánones	(5.011.340)	(3.606.514)	(1.229.779)
Gastos de medioambiente	(6.024.405)	(3.862.251)	(1.341.773)
Castigo proyectos Huechún y Chillán (*)	-	-	(2.549.926)
Castigo de proyectos en curso (**)	-	(25.105.910)	(33.930.297)
Otros aprovisionamientos	(5.738.384)	(2.720.780)	(4.680.233)
Gastos de viajes	(1.321.048)	(1.925.277)	(1.974.202)
Indemnizaciones y multas	(327.131)	(724.239)	(2.793.753)
Total	**(82.478.947)**	**(102.821.020)**	**(119.303.215)**

(*) Ver Nota 17.7. 8

(**) Ver Nota 17.7. 7,8 y 9

31. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Ganancia por venta Electrogas (*)	-	105.311.912	-
Ganancia por venta líneas de transmisión Pangue Duqueco	3.024.549	-	-
Ganancia por venta GNL Quintero (**)	-	-	121.325.018
Ventas de terrenos	-	7.626.100	-
Otros	409.954	150.857	165.956
Total	**3.434.503**	**113.088.869**	**121.490.974**

(*) Ver Notas 5.1

(**) Ver Notas 14.1.C

32. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Efectivo y otros medios equivalentes	5.527.543	3.077.708	2.150.797
Otros ingresos financieros	250.699	2.195.964	3.999.954
Total Ingresos Financieros	**5.778.242**	**5.273.672**	**6.150.751**

Costos Financieros	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Costos Financieros	**(48.189.495)**	**(50.851.829)**	**(55.701.778)**
Préstamos bancarios	(22.576)	(261)	(2.033.835)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(43.965.839)	(42.708.253)	(44.268.489)
Valoración derivados financieros	-	(1.067.820)	(824.922)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(695.935)	(691.075)	(705.211)
Gastos financieros activados (*)	6.523.443	4.078.463	3.001.211
Formalización de deudas y otros gastos asociados	-	(836.174)	-
Otros	(10.028.588)	(9.626.709)	(10.870.532)
Resultado por Unidades de Reajuste (a)	**(2.480.291)**	**145.608**	**606.075**
Diferencias de Cambio (b)	**(3.055.807)**	**8.822.301**	**13.266.320**
Positivas	18.458.283	19.563.838	48.546.664
Negativas	(21.514.090)	(10.741.537)	(35.280.344)
Total Costos Financieros	**(53.725.593)**	**(41.883.920)**	**(41.829.383)**
Total Resultado Financieros	**(47.947.351)**	**(36.610.248)**	**(35.678.632)**

(*) Ver Nota 17.4.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)	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Otros activos financieros	7.676.500	4.657.016	7.188.900
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	-	452.440
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	3.020.250	1.039.755	1.979.594
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(9.390.716)	(5.551.163)	(9.014.859)
Total Resultado por Reajuste	**1.306.034**	**145.608**	**606.075**
Total Hiperinflación (1)	**(3.786.325)**	**-**	**-**
Total Resultado por Unidades de Reajuste (a)	**(2.480.291)**	**145.608**	**606.075**

Diferencias de Cambio (b)	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(938.799)	3.109.046	183.225
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	5.973.179	10.895.862	25.048.205
Otros activos no financieros	55.196	-	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	4.105.799	363.325	2.541.385
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	(188.270)	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(7.440.825)	(4.358.937)	(18.217.515)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(4.810.357)	(998.725)	3.711.020
Total Diferencias de Cambio (b)	**(3.055.807)**	**8.822.301**	**13.266.320**

(1) Ver Nota N°6

33. 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 períodos anteriores	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$	31-12-2016 M$
(Gasto) por impuesto corriente	(47.840.814)	(133.038.125)	(135.594.643)
Ajustes al Impuesto Corriente del ejercicio Anterior	(5.882.343)	(24.409)	(295.585)
Otros Ingreso / (Gastos) por Impuesto Corriente	(38.594.801)	18.309.177	23.630.564
(Gasto) por impuestos corrientes, neto, total	**(92.317.958)**	**(114.753.357)**	**(112.259.664)**
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(17.447.105)	2.653.838	29.042.729
Ajustes por impuestos diferidos de ejercicios anteriores	4.818.298	-	-
Total (Gasto) / ingreso por impuestos diferidos	**(12.628.807)**	**2.653.838**	**29.042.729**
(Gasto) por impuestos a las ganancias	**(104.946.765)**	**(112.099.519)**	**(83.216.935)**

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 18.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 2018, 2017 y 2016:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	TASA %	31-12-2018 M$	TASA %	31-12-2017 M$	TASA %	31-12-2016 M$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**423.152.001**		**537.641.734**		**525.076.863**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(27,00%)**	**(114.251.041)**	**(25,50%)**	**(137.098.643)**	**(24,00%)**	**(126.018.446)**
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	0,19%	801.347	6,43%	34.547.907	7,51%	39.421.280
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(0,32%)	(1.370.485)	(3,09%)	(16.589.585)	(1,95%)	(10.216.591)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de períodos anteriores	(1,39%)	(5.882.343)	(0,00%)	(24.409)	(0,06%)	(295.585)
Efectos por ajustes a los impuestos diferidos de ejercicios anteriores	1,14%	4.818.298	-	-	-	-
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	2,58%	10.937.459	1,25%	6.736.243	2,58%	13.562.054
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	**2,20%**	**9.304.276**	**4,65%**	**24.999.124**	**8,15%**	**42.801.511**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	**(24,80%)**	**(104.946.765)**	**(20,85%)**	**(112.099.519)**	**(15,85%)**	**(83.216.935)**

34. 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 5.2), 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	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
INGRESOS	**1.521.054.183**	**1.634.937.088**	**1.659.727.329**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1.521.054.183**	**1.634.937.088**	**1.659.727.329**
Ingresos de actividades ordinarias	**1.481.554.138**	**1.599.032.140**	**1.639.959.815**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1.481.554.138**	**1.599.032.140**	**1.639.959.815**
Ventas de energía	1.369.333.310	1.457.671.722	1.516.688.442	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.369.333.310	1.457.671.722	1.516.688.442
Otras ventas	103.745.285	94.452.287	64.638.599	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103.745.285	94.452.287	64.638.599
Otras prestaciones de servicios	8.475.543	46.908.131	58.632.774	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.475.543	46.908.131	58.632.774
Otros ingresos	39.500.045	35.904.948	19.767.514	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.500.045	35.904.948	19.767.514
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(809.974.152)**	**(903.978.006)**	**(895.060.114)**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(809.974.152)**	**(903.978.006)**	**(895.060.114)**
Compras de energía	(326.365.798)	(346.954.692)	(335.731.822)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(326.365.798)	(346.954.692)	(335.731.822)
Consumo de combustible	(230.993.754)	(280.739.362)	(295.148.838)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(230.993.754)	(280.739.362)	(295.148.838)
Gastos de transporte	(141.551.194)	(152.869.838)	(192.502.995)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(141.551.194)	(152.869.838)	(192.502.995)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(111.063.406)	(123.414.114)	(71.676.459)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(111.063.406)	(123.414.114)	(71.676.459)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**711.080.031**	**730.959.082**	**764.667.215**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	711.080.031	730.959.082	**764.667.215**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	7.449.013	7.226.484	9.758.304	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.449.013	7.226.484	9.758.304
Gastos por beneficios a los empleados	(53.800.538)	(54.222.470)	(60.350.072)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(53.800.538)	(54.222.470)	(60.350.072)
Otros gastos, por naturaleza	(82.478.947)	(102.821.020)	(119.303.215)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(82.478.947)	(102.821.020)	(119.303.215)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**582.249.559**	**581.142.076**	**594.772.232**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**582.249.559**	**581.142.076**	**594.772.232**
Gasto por depreciación y amortización	(117.765.263)	(117.337.553)	(132.600.381)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(117.765.263)	(117.337.553)	(132.600.381)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(100.900)	55.494	(30.785.531)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(100.900)	55.494	(30.785.531)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**464.383.396**	**463.860.017**	**431.386.320**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**464.383.396**	**463.860.017**	**431.386.320**
RESULTADO FINANCIERO	**(47.947.351)**	**(36.610.248)**	**(35.678.632)**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(47.947.351)**	**(36.610.248)**	**(35.678.632)**
Ingresos financieros	**5.778.242**	**5.273.672**	**6.150.751**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**5.778.242**	**5.273.672**	**6.150.751**
Efectivo y otros medios equivalentes	5.527.543	3.077.708	2.150.797	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.527.543	3.077.708	2.150.797
Otros ingresos financieros	250.699	2.195.964	3.999.954	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	250.699	2.195.964	3.999.954
Costos financieros	**(48.189.495)**	**(50.851.829)**	**(55.701.778)**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(48.189.495)**	**(50.851.829)**	**(55.701.778)**
Préstamos bancarios	(22.576)	(261)	(2.033.835)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22.576)	(261)	(2.033.835)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(43.965.839)	(42.708.253)	(44.268.489)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(43.965.839)	(42.708.253)	(44.268.489)
Otros	(4.201.080)	(8.143.315)	(9.399.454)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.201.080)	(8.143.315)	(9.399.454)
Resultados por Unidades de Reajuste	(2.480.291)	145.608	606.075	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.480.291)	145.608	606.075
Diferencias de cambio	**(3.055.807)**	**8.822.301**	**13.266.320**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(3.055.807)**	**8.822.301**	**13.266.320**
Positivas	18.458.283	19.563.838	48.546.664	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.458.283	19.563.838	48.546.664
Negativas	(21.514.090)	(10.741.537)	(35.280.344)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21.514.090)	(10.741.537)	(35.280.344)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	3.281.453	(2.696.904)	7.878.201	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.281.453	(2.696.904)	7.878.201
Otras ganancias (pérdidas)	**3.434.503**	**113.088.869**	**121.490.974**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**3.434.503**	**113.088.869**	**121.490.974**
Resultado de Otras Inversiones	409.954	105.462.769	121.457.430	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	409.954	105.462.769	121.457.430
Resultados en Ventas de Activos	3.024.549	7.626.100	33.544	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.024.549	7.626.100	33.544
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**423.152.001**	**537.641.734**	**525.076.863**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**423.152.001**	**537.641.734**	**525.076.863**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(104.946.765)	(112.099.519)	(83.216.935)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(104.946.765)	(112.099.519)	(83.216.935)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**318.205.236**	**425.542.215**	**441.859.928**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**318.205.236**	**425.542.215**	**441.859.928**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	5.889.236	-	-	15.063.586	-	-	32.152.791	-	-	26.466.832	-	-	-	-	-	79.572.445
GANANCIA (PÉRDIDA)	**318.205.236**	**425.542.215**	**447.749.164**	-	-	**15.063.586**	-	-	**32.152.791**	-	-	**26.466.832**	-	-	-	**318.205.236**	**425.542.215**	**521.432.373**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**318.205.236**	**425.542.215**	**447.749.164**	-	-	**15.063.586**	-	-	**32.152.791**	-	-	**26.466.832**	-	-	-	**318.205.236**	**425.542.215**	**521.432.373**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	309.029.455	418.453.814	472.558.428
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	9.175.781	7.088.401	48.873.945

País	Chile			Argentina			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	465.273.275	488.167.382	490.177.558	-	-	13.638.776	-	-	47.055.127	-	-	8.317.128	-	-	-	465.273.275	488.167.382	559.188.589
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(228.125.034)	(91.867.647)	(34.631.759)	-	-	(5.901.336)	-	-	(16.448.412)	-	-	(3.598.013)	-	-	-	(228.125.034)	(91.867.647)	(60.579.520)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(291.939.624)	(301.835.211)	(388.561.440)	-	-	(17.813.237)	-	-	(90.476.446)	-	-	(22.802.105)	-	-	-	(291.939.624)	(301.835.211)	(519.653.228)

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

35.1 Garantías directas.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, Enel Generación Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos.

Al 31 de diciembre de 2018 Enel Generación Chile no tiene compromisos futuros de compra de energía (M$ 3.938.524 al 31 de diciembre de 2017).

35.2 Garantías Indirectas.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, no existen Garantías Indirectas.

35.3 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 Subsidiarias:

1. Inversiones Tricahue S.A., accionista minoritario de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., solicita ante el 20° Juzgado Civil de Santiago la designación de Juez Árbitro, para conocer y resolver la demanda arbitral que este pretende interponer en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., Enel Generación Chile S.A., Enel Chile S.A., y los directores de estas tres compañías, por los supuestos perjuicios que la administración de Pehuenche S.A. habría irrogado a los accionistas minoritarios, a raíz de la ejecución del denominado Plan Elqui y el desarrollo de Pehuenche S.A. en el negocio de la generación eléctrica.

   Presentada la solicitud de designación de juez árbitro, esta fue objeto de numerosas oposiciones por parte de las 3 empresas demandadas y sus directores, oposiciones que fueron todas rechazadas mediante resolución de fecha 25.06.2018. Posteriormente, se designó juez árbitro a don Nelson Contador quien aceptó su cargo. Las compañías y sus directores apelaron de la designación de juez árbitro, concediéndose dicho recurso en el solo efecto devolutivo. En contra de dicha resolución, las demandadas presentaron recurso de hecho reclamando que dicha apelación debió haber sido otorgada en ambos efectos ordenándose la suspensión de la sentencia mientras se resuelven las apelaciones. Por su parte, la parte demandante también interpuso recurso de hecho. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.

2. Gas Atacama 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. Se encuentra evacuado informe SEC en contra del recurso. Por su parte GasAtacama Chile solicitó se recibiera la causa a prueba, lo cual fue aceptado por la Corte, procediéndose a rendir prueba testimonial y documental. A la fecha, el reclamo de ilegalidad se encuentra pendiente de vista y resolución.

   La Administración de Enel Generación Chile S.A., considera que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto 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.

Las provisiones asociadas a los litigios revelados ascienden a la suma total de M$ 2.901.180.

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.

35.4 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 y que expira en marzo 2019, por UF 2,8 millones estipula que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir de Enel Generación Chile, no haciendo referencia a sus subsidiarias. 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 subsidiarias, por lo que el cross default sólo se puede originar por incumplimiento de otras deudas 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, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, 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 2018, 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 subsidiarias 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 2018, el monto adeudado por los Yankee Bonds totaliza M$ 497.233.719.

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 2018, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M$ 329.260.529.

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 subsidiarias, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2018, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,30.

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 2018, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Enel Generación Chile fue de $ 1.970.521 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 2018, la relación mencionada fue de 12,23.

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 2018, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US$ 125 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 2018, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,30.

- 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 2018, la Razón de apalancamiento fue de 0,42.

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 2018, el ratio Deuda/EBITDA fue de 1,44.

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

Al 31 de diciembre de 2018, 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 2018 y al 31 de diciembre de 2017, Enel Generación Chile ni ninguna de sus subsidiarias 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.

36. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enel Generación Chile, incluyendo la información relativa a las Subsidiarias y aquellas sociedades de negocio conjunto, en los países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, era la siguiente:

País	31-12-2018				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	20	653	68	**741**	**769**
Argentina	-	7	19	**26**	**26**
Total	**20**	**660**	**87**	**767**	**795**

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

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, 5.2 y Anexo N°2).

37. SANCIONES.

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

37.1 Enel Generación Chile

Al 31 de diciembre de 2018, se encuentra finalizada la impugnación judicial de la Resolución de la SEREMI de Salud del Bíobio N°2658, que impuso una multa de 500 UTM, por supuestas infracciones relacionadas con el retiro de asbesto aprobado por la autoridad sanitaria, siendo en definitiva absueltos de la multa impuesta.

Asimismo, se encuentra pendiente de reposición el proceso sancionatorio seguido ante la Seremi de Salud del Biobío, iniciado mediante acta 180566, por un monto de 500 UTM, por supuestas infracciones en el cumplimiento de obligaciones y normas de disposición de residuos en el vertedero Cantarrana.

Del mismo modo la Seremi de Salud de Valparaíso inició proceso sancionatorio acta de inspección N°1705213, por supuestos incumplimiento de obligaciones y normas relacionadas con los Protocolos de Exposición a Ruido y otras normas de vigilancia de salud en la central Quintero. La cuantía de esta sanción es de 500 UTM.

37.2 Gas Atacama Chile S.A.

Se encuentran pendientes 2 reposiciones a las resoluciones de la Seremi de Salud de Tarapacá, mediante actas de inspección N°011599 y 766, multas por un monto de 500 UTM cada una respectivamente.

Finalmente, se encuentra pendiente de resolución ante la Seremi de Salud de la región de Coquimbo, un sumario sanitario por un monto de 500 UTM

37.3 Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

No existen sanciones.

En relación con las sanciones descritas anteriormente, el Grupo ha establecido provisiones por M$ 120.883 al 31 de diciembre de 2018. Aunque existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas, pero que no se describen en esta nota porque representan individualmente montos irrelevantes. La administración de la Compañía considera que las provisiones registradas en los estados financieros consolidados son adecuadas para cubrir los riesgos que resultan de las sanciones porque no considera que haya pasivos adicionales distintos de los especificados.

38. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre 2018 y 2017, son los siguientes:

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2018						31-12-2017
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
				M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Gas Atacama Chile	Monitoreo ambiental	Monitoreo Ambiental Cto. con SK Ecología, operación y mantenimiento CEMS	En proceso	797.543	-	797.543	-	-	797.543	1.463.204
	Centrales hidráulicas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	11.567	-	11.567	-	-	11.567	-
	Normalización CEMS	Normalización bodegas, gestión ambiental	En proceso	645.302	645.302	-	-	-	645.302	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	62.560	-	62.560	-	-	62.560	6.787
		C.H. Pehuenche E E Pehuenche S.A. Suministro de equipos de medicion de caudales.	En proceso	48.574	48.574	-			48.574	-
Enel Generación Chile S.A	Gastos medioambientales en centrales Térmicas	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	2.102.056	-	2.102.056	-	-	2.102.056	1.252.355
		Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	2.867.523	-	2.867.523	-	-	2.867.523	870.281
	Gastos medioambientales en centrales Hidroeléctricas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	183.156	-	183.156	-	-	183.156	251.277
	C.H. Ralco	Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Maipu	En proceso	4.542.216	4.542.216	-	-	-	4.542.216	5.075.137
	Central Quintero	CEMS Central Quinteros	En proceso	417.194	417.194	-	-	-	417.194	-
			Total	**11.677.691**	**5.653.286**	**6.024.405**	**-**	**-**	**11.677.691**	**9.940.671**

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2017						31-12-2016
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
				M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
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 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 Térmicas	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
		Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.H.)	En proceso	870.281	-	870.281	-	-	870.281	243.264
	Gastos medioambientales en centrales Hidroeléctricas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.T.)	En proceso	251.277	-	251.277	-	-	251.277	181.644
	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					
				Monto desembolsos M$	Monto Activado M$	Monto Gasto M$	Monto desembolso a futuro M$	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos M$
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
	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
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
Eólica Canela	Gastos Medioambientales en CC.EE.	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso	94.770	-	94.770	-	-	94.770
Enel Generación Chile S.A	Gastos medioambientales en centrales Térmicas	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
		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
	Gastos medioambientales en centrales Hidroeléctricas	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
	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
			Total	**8.764.952**	**7.671.143**	**1.093.809**	**-**	**-**	**8.764.952**

39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS.

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2018 y 2017, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

Nombre Sociedad	Saldo al 31 de diciembre de 2018												
	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	51.279.432	179.693.183	**230.972.615**	44.459.385	46.238.191	140.275.039	**230.972.615**	162.768.187	(21.539.172)	**93.679.208**	-	**93.679.208**
Grupo GasAtacama Chile S.A.	Consolidado	154.726.337	601.914.918	**756.641.255**	61.155.090	94.466.221	601.019.944	**756.641.255**	271.433.788	(94.746.409)	**87.093.211**	(5.273.886)	**81.819.325**

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**

40. HECHOS POSTERIORES.

No se han producidos hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2019 y a la fecha de emisión de los estados financieros consolidados.

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

Este anexo es parte de la Nota 2.4 “sociedades Subsidiarias”.

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	Saldo al 31 de diciembre de 2018			Saldo al 31 de diciembre de 2017			Relación	País	Actividad
			%Control			%Control					
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
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.	Peso Chileno	97,37%	0,00%	97,37%	97,37%	0,00%	97,37%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Peso Chileno	0,03%	99,97%	100,00%	0,03%	99,97%	100,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural

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 2018 y 2017:

Sociedad	Saldo al 31 de diciembre de 2018				Saldo al 31 de diciembre de 2017			
	%Control				%Control			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Eólica Canela S.A.(1)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	0,00%	75,00%	75,00%	Integración global
Electrogas S.A. (2)	0,00%	0,00%	0,00%	Puesta en equivalencia	0,00%	42,50%	42,50%	Puesta en equivalencia

(1) La sociedad fue disuelta con fecha de 30 de noviembre de 2017.

(2) Ver Nota 5.1

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 2018 %Participación			Saldo al 31 de diciembre de 2017 %Participación			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	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%	Asociada	Chile	Ciclo completo energía, electricidad y combustible
Extranjera	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Peso Argentino	0,00%	0,08%	0,08%	0,00%	0,12%	0,12%	Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera
76.041.595-5	Aysén Energía S.A. (4)	Peso Chileno	51,00%	0,00%	51,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
76.041.891-9	Aysén Transmisión S.A. (4)	Peso Chileno	51,00%	0,00%	51,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico

(1) Con fecha 7 de septiembre de 2018, Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. fue liquidada y distribuida entre sus accionistas (ver Nota 14.1.b)
(2) Ver Nota 14.3.
(3) Ver Nota 14.2.
(4) Las compañías Aysén Energía S.A. y Aysén Trasmisión S.A. se encuentra en proceso de liquidación al 31 de diciembre de 2018.

ANEXO N°4 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 SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados
al 31 de diciembre de 2018 y 2017
(En miles de pesos)

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$
ACTIVOS CORRIENTES	**Moneda extranjera**	**Moneda funcional**	**31/12/2018 M$**	**31/12/2017 M$**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			**14.781.843**	**20.048.279**
	Dólares	Peso chileno	8.670.454	13.784.935
	Euros	Peso chileno	53.596	
	Peso Argentino	Peso chileno	6.057.793	6.263.344
Otros activos financieros corrientes			**38.117.291**	**20.441.149**
	Dólares	Peso chileno	38.117.291	20.441.149
Otros Activos No Financieros, Corriente			**1.887.486**	**934.647**
	Dólares	Peso chileno	969.768	902.026
	Peso Argentino	Peso chileno	917.718	32.621
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes			**30.517**	**6.346.175**
	Dólares	Peso chileno	-	5.273.103
	Peso Argentino	Peso chileno	30.517	1.073.072
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			**41.909.120**	**65.225.546**
	Dólares	Peso chileno	18.430.902	22.833.551
	Euros	Peso chileno	23.478.218	42.391.995
Activos por impuestos corrientes			**168.714**	**146.525**
	Peso Argentino	Peso chileno	168.714	146.525
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			**96.894.971**	**113.142.321**

ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2018 M$	31/12/2017 M$
Otros activos financieros no corrientes			**38.021.172**	**30.789.703**
	Dólares	Peso chileno	38.021.172	30.789.703
Otros activos no financieros no corrientes			**320.238**	**701.684**
	Dólares	Peso chileno	123.829	322.744
	Peso Argentino	Peso chileno	196.409	378.940
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes			**25.706**	**62.563**
	Peso Argentino	Peso chileno	25.706	62.563
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente			**-**	**-**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			**-**	**3.888.467**
	Dólares	Peso chileno	-	3.783.316
	Peso Argentino	Peso chileno	-	105.151
Activos intangibles distintos de la plusvalía			**253.937**	**253.849**
	Peso Argentino	Peso chileno	253.937	253.849
Propiedades, Planta y Equipo			**15.646.727**	**15.450.783**
	Peso Argentino	Peso chileno	15.646.727	15.450.783
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			**54.267.780**	**51.147.049**
TOTAL ACTIVOS			**151.162.751**	**164.289.370**

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SOCIEDADES SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados
al 31 de diciembre de 2018 y 2017
(En miles de pesos)

PASIVOS

PASIVOS CORRIENTES	Moneda extranjera	31-12-2018 Hasta 90 días M$	31-12-2018 91 días a 1 año M$	31-12-2017 Hasta 90 días M$	31-12-2017 91 días a 1 año M$
Otros pasivos financieros corrientes		**88.903.639**	**4.241.006**	**7.999.743**	**13.681.329**
	Dólares	88.903.639	4.241.006	7.999.743	13.681.329
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes		**2.337.671**	**-**	**20.092.325**	**-**
	Dólares	1.081.389	-	16.184.962	-
	Euros	744.822	-	3.174.586	-
	Peso Argentino	511.460	-	732.777	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		**50.944.448**	**-**	**24.125.790**	**-**
	Dólares	21.619.106	-	8.394.761	-
	Euros	29.325.342	-	15.717.455	-
	Peso Argentino	-	-	13.574	-
Otras provisiones corrientes		**24.667**	**-**	**45.419**	**-**
	Peso Argentino	24.667	-	45.419	-
Pasivos por impuestos corrientes		-	411.577	146.769	-
	Peso Argentino	-	411.577	146.769	-
Otros pasivos no financieros corrientes		**10.061**	**-**	**-**	**-**
	Peso Argentino	10.061	-		-

TOTAL PASIVOS CORRIENTES				
	142.220.486	**4.652.583**	**52.410.046**	**13.681.329**

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda extranjera	31-12-2018 de 13 meses a 5 años M$	31-12-2018 mas de 5 años M$	31-12-2017 de 13 meses a 5 años M$	31-12-2017 mas de 5 años M$
Otros pasivos financieros no corrientes		**15.099.520**	**487.595.270**	**29.636.407**	**434.446.795**
	Dólares	15.099.520	487.595.270	29.636.407	434.446.795
Otras cuentas por pagar no corrientes		**4.762**	**-**	**174.290**	**-**
	Dólares	4.762	-	947	-
	Peso Argentino	-	-	173.343	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes		**-**	**-**	**-**	**318.518**
	Euros	-	-	-	318.518
Pasivo por impuestos diferidos		**-**	**-**	**4.459.081**	**-**
	Peso Argentino	-	-	4.459.081	-

TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES				
	15.104.282	**487.595.270**	**34.269.778**	**434.765.313**

TOTAL PASIVOS				
	157.324.768	**492.247.853**	**86.679.824**	**448.446.642**

ANEXO N°5 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	31-12-2018											
	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	198.454.217	671.037	248.135	140.571	224	7.274	39.001	43.681	56.046	5.882.588	205.542.774	21.255
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.553.256)	(1.553.256)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	35.435.989	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.435.989	1.135.383
Total	**233.890.206**	**671.037**	**248.135**	**140.571**	**224**	**7.274**	**39.001**	**43.681**	**56.046**	**4.329.332**	**239.425.507**	**1.156.638**

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	12.897.287	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.897.287	970.360
Total	**199.667.040**	**3.057.994**	**333.078**	**279.100**	**10.021**	**42.015**	**334.297**	**399.552**	**228.498**	**2.857.225**	**207.208.820**	**1.032.923**

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	31-12-2018						31-12-2017					
	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	582	198.424.050	2	51.422	584	198.475.472	502	186.724.468	2	107.848	504	186.832.316
Entre 1 y 30 días	148	671.037	-	-	148	671.037	85	3.057.994	-	-	85	3.057.994
Entre 31 y 60 días	57	248.135	-	-	57	248.135	68	333.078	-	-	68	333.078
Entre 61 y 90 días	27	140.571	-	-	27	140.571	28	279.100	-	-	28	279.100
Entre 91 y 120 días	1	224	-	-	1	224	71	10.021	-	-	71	10.021
Entre 121 y 150 días	10	7.274	-	-	10	7.274	99	42.015	-	-	99	42.015
Entre 151 y 180 días	6	39.001	-	-	6	39.001	45	334.297	-	-	45	334.297
Entre 181 y 210 días	7	43.681	-	-	7	43.681	48	399.552	-	-	48	399.552
Entre 211 y 250 días	4	56.046	-	-	4	56.046	33	228.498	-	-	33	228.498
superior a 251 días	354	5.882.588	-	-	354	5.882.588	323	4.116.042	-	-	323	4.116.042
Total	**1.196**	**205.512.607**	**2**	**51.422**	**1.198**	**205.564.029**	**1.302**	**195.525.065**	2	107.848	**1.304**	**195.632.913**

b) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	31-12-2018 M$	31-12-2017 M$
Provisión cartera no repactada	79.911	(55.494)
Provisión cartera repactada	17.890	-
Recuperos del período	3.099	-
Total	**100.900**	(55.494)

c) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	31-12-2018		31-12-2017	
	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	1	3	-	5
Monto de las operaciones M$	-	100.900	(55.494)	(55.494)

ANEXO N°5.1 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 las Cuentas comerciales:

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2018												
	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	**198.454.217**	**671.037**	**248.135**	**140.571**	**224**	**7.274**	**39.001**	**43.681**	**56.046**	**787.999**	**5.094.589**	**205.542.774**	**21.255**
-Grandes Clientes	198.424.050	671.037	248.135	140.571	224	7.274	39.001	43.681	56.046	787.999	5.094.589	205.512.607	-
-Otros	30.167	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.167	21.255
Provision Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.553.256)	(1.553.256)	-
Servicios no facturados	165.128.644	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	165.128.644	-
Servicios facturados	33.325.573	671.037	248.135	140.571	224	7.274	39.001	43.681	56.046	787.999	5.094.589	40.414.130	21.255
Total Cuentas Comerciales Brutos	198.454.217	671.037	248.135	140.571	224	7.274	39.001	43.681	56.046	787.999	5.094.589	**205.542.774**	**21.255**
Total Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.553.256)	**(1.553.256)**	-
Total Cuentas Comerciales Netos	198.454.217	671.037	248.135	140.571	224	7.274	39.001	43.681	56.046	787.999	3.541.333	**203.989.518**	**21.255**

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 a 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**

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	31-12-2018										
	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	**198.454.217**	**671.037**	**248.135**	**140.571**	**224**	**7.274**	**39.001**	**43.681**	**56.046**	**5.882.588**	**205.542.774**
-Grandes Clientes	198.424.050	671.037	248.135	140.571	224	7.274	39.001	43.681	56.046	5.882.588	205.512.607
-Otros	30.167	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.167
Total cartera bruta	**198.454.217**	**671.037**	**248.135**	**140.571**	**224**	**7.274**	**39.001**	**43.681**	**56.046**	**5.882.588**	**205.542.774**

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**

ANEXO N°5.2 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			
	31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017	
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	36.662.291	6.352.401	40.584.214	6.235.517	36.662.291	6.352.401	40.584.214	6.235.517
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	114.285.494	43.788.503	105.768.269	43.356.142	114.285.494	43.788.503	105.768.269	43.356.142
Total Activo estimado	**150.947.785**	**50.140.904**	**146.352.483**	**49.591.659**	**150.947.785**	**50.140.904**	**146.352.483**	**49.591.659**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	16.666.536	346.044	20.942.895	5.818.224	16.666.536	346.044	20.942.895	5.818.224
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	32.012.972	11.079.172	39.101.357	41.338.368	32.012.972	11.079.172	39.101.357	41.338.368
Total Pasivo estimado	**48.679.508**	**11.425.216**	**60.044.252**	**47.156.592**	**48.679.508**	**11.425.216**	**60.044.252**	**47.156.592**

País	Chile						Total					
	31-12-2018		31-12-2017		31-12-2016		31-12-2018		31-12-2017		31-12-2016	
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	150.947.785	50.140.904	146.352.483	49.591.659	122.806.219	24.269.608	150.947.785	50.140.904	146.352.483	49.591.659	122.806.219	24.269.608
Compra de Energía	48.679.508	11.425.216	60.035.699	47.156.593	39.670.997	32.087.476	48.679.508	11.425.216	60.035.699	47.156.593	39.670.997	32.087.476

ANEXO N°6 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Generación Chile.

Proveedores con pagos al día	31-12-2018				31-12-2017			
	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
Hasta 30 días	12.198.153	229.044.692	-	241.242.845	-	94.132.901	-	94.132.901
Entre 31 y 60 días	436.324	9.162.556	-	9.598.880	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	6.765	-	6.765	-	-	-	-
Total	**12.634.477**	**238.214.013**	**-**	**250.848.490**	**-**	**94.132.901**	**-**	**94.132.901**

Proveedores con plazos vencidos	31-12-2018				31-12-2017			
	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
Más de 180 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**