ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al periodo terminado
al 30 de septiembre de 2018

ENEL CHILE S.A.
Y SUBSIDIARIAS

Miles de Pesos Chilenos - M$

El presente documento consta de 2 secciones:

- **Estados Financieros Consolidados**
- **Notas a los Estados Financieros Consolidados**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 30 de septiembre de 2018 (no auditado) y 31 de diciembre de 2017

(En miles de pesos chilenos - M$)

ACTIVOS	Nota	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	199.418.835	419.456.026
Otros activos financieros corrientes	8	6.528.497	20.627.062
Otros activos no financieros corrientes		14.761.819	6.002.142
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	430.782.370	419.752.286
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	10	30.008.366	71.856.046
Inventarios corrientes	11	47.350.589	39.686.942
Activos por impuestos corrientes	12	43.420.327	77.756.048
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		**772.270.803**	**1.055.136.552**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	8	46.825.392	33.418.204
Otros activos no financieros no corrientes		15.035.764	13.813.139
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	95.453.395	36.182.399
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	13.218.760	16.912.454
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	105.470.932	55.170.904
Plusvalía	15	913.739.652	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	16	5.139.558.913	3.585.687.137
Propiedad de inversión	17	8.342.134	8.356.772
Activos por impuestos diferidos	18.b	48.763.727	2.837.792
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**6.386.408.669**	**4.639.636.456**
TOTAL ACTIVOS		**7.158.679.472**	**5.694.773.008**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 30 de septiembre de 2018 (no auditado) y 31 de diciembre de 2017

(En miles de pesos chilenos - M$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	19	405.731.864	18.815.448
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22	429.027.290	594.498.606
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	110.965.462	119.612.972
Otras provisiones corrientes	23	6.033.711	5.636.171
Pasivos por impuestos corrientes	12	2.373.347	67.027.507
Otros pasivos no financieros corrientes		15.169.983	11.225.942
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		**969.301.657**	**816.816.646**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	19	1.689.711.233	781.978.145
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	22	9.183.780	659.824
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	426.190.493	318.518
Otras provisiones no corrientes	23	89.640.874	78.422.837
Pasivo por impuestos diferidos	18.b	252.065.307	172.223.681
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24	57.062.311	57.081.924
Otros pasivos no financieros no corrientes		306.575	309.776
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**2.524.160.573**	**1.090.994.705**
TOTAL PASIVOS		**3.493.462.230**	**1.907.811.351**
PATRIMONIO			
Capital emitido	25.1	3.954.491.479	2.229.108.975
Ganancias acumuladas		1.870.331.570	1.751.605.583
Acciones propias en cartera	25.1	(72.388.009)	-
Otras reservas	25.5	(2.335.616.128)	(997.330.548)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**3.416.818.912**	**2.983.384.010**
Participaciones no controladoras	25.6	**248.398.330**	**803.577.647**
PATRIMONIO TOTAL		**3.665.217.242**	**3.786.961.657**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**7.158.679.472**	**5.694.773.008**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017 (no auditados)
(En miles de pesos chilenos - M$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2018 M$	2017 M$	2018 M$	2017 M$
Ingresos de actividades ordinarias	26	1.743.824.242	1.832.562.250	635.162.833	630.895.805
Otros ingresos, por naturaleza	26	25.019.767	13.515.273	4.782.952	5.573.844
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		**1.768.844.009**	**1.846.077.523**	**639.945.785**	**636.469.649**
Materias primas y consumibles utilizados	27	(1.002.639.218)	(1.170.276.645)	(346.860.378)	(422.938.047)
Margen de Contribución		**766.204.791**	**675.800.878**	**293.085.407**	**213.531.602**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	16.b.2	12.648.629	9.462.386	6.173.541	2.889.932
Gastos por beneficios a los empleados	28	(90.988.003)	(92.032.705)	(28.425.224)	(28.405.808)
Gasto por depreciación y amortización	29	(153.943.799)	(113.396.070)	(58.387.404)	(37.569.815)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	29	(3.075.559)	(5.517.616)	(1.702.370)	(2.015.802)
Otros gastos por naturaleza	30	(121.993.740)	(89.551.655)	(44.755.418)	(36.070.284)
Resultado de Explotación		**408.852.319**	**384.765.218**	**165.988.532**	**112.359.825**
Otras ganancias (pérdidas)	31	91.043	109.858.945	(1)	-
Ingresos financieros	32	14.568.089	16.054.592	3.601.212	5.887.661
Costos financieros	32	(89.269.727)	(38.488.768)	(37.150.256)	(12.670.838)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	1.962.592	(1.461.191)	(1.141.878)	(682.879)
Diferencias de cambio	32	(34.243)	6.143.657	(1.076.681)	697.462
Resultado por unidades de reajuste	32	898.529	290.378	(856.620)	154.866
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		**337.068.602**	**477.162.831**	**129.364.308**	**105.746.097**
Gasto por impuestos a las ganancias	18.a	(88.746.996)	(117.061.338)	(36.979.935)	(37.604.203)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		**248.321.606**	**360.101.493**	**92.384.373**	**68.141.894**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		**248.321.606**	**360.101.493**	**92.384.373**	**68.141.894**
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		208.589.137	247.566.294	86.085.241	77.906.727
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.6	39.732.469	112.535.199	6.299.132	35.456.132
GANANCIA (PÉRDIDA)		**248.321.606**	**360.101.493**	**92.384.373**	**113.362.859**
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	$ / acción	3,36	5,04	1,24	1,59
Ganancia (pérdida) por acción básica	$ / acción	3,36	5,04	1,24	1,59
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		62.143.051.089	49.092.772.762	69.166.557.220	49.092.772.762
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	$ / acción	3,36	5,04	1,24	1,59
Ganancias (pérdida) diluida por acción	$ / acción	3,36	5,04	1,24	1,59
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		62.143.051.089	49.092.772.762	69.166.557.220	49.092.772.762

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017 (no auditados)
(En miles de pesos chilenos - M$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - septiembre 2018 M$	enero - septiembre 2017 M$	julio - septiembre 2018 M$	julio - septiembre 2017 M$
Ganancia (Pérdida)		**248.321.606**	**360.101.493**	**92.384.373**	**113.362.859**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	23.2.b		**2.244.029**	**-**	**2.244.029**
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		**-**	**2.244.029**	**-**	**2.244.029**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		**64.835.697**	**(1.957.896)**	**12.557.247**	**(1.346.987)**
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		**(1.763)**	**4.263**	**935**	**1.400**
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		**(132.693.492)**	**31.785.136**	**(17.176.478)**	**36.893.969**
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		**23.041.106**	**16.895.841**	**7.757.878**	**5.645.631**
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		**(44.818.452)**	**46.727.344**	**3.139.582**	**41.194.013**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**(44.818.452)**	**48.971.373**	**3.139.582**	**43.438.042**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		**-**	**(605.888)**	**-**	**(605.888)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo		**-**	**(605.888)**	**-**	**(605.888)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		**30.318.142**	**(14.042.165)**	**3.347.547**	**(8.612.065)**
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		**475**	**(1.151)**	**(253)**	**(378)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		**30.318.617**	**(14.043.316)**	**3.347.294**	**(8.612.443)**
Total Otro resultado integral		**(14.499.835)**	**34.322.169**	**6.486.876**	**34.219.711**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**233.821.771**	**394.423.662**	**98.871.249**	**147.582.570**
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		**184.871.084**	**268.825.632**	**90.950.931**	**99.059.789**
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		**48.950.687**	**125.598.030**	**7.920.318**	**48.522.781**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**233.821.771**	**394.423.662**	**98.871.249**	**147.582.570**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estado de cambio en el Patrimonio Neto Consolidado

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos – M$)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido (1)	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión (2)	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	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	Total Otras reservas (3)				
Saldo incial al 01/01/2018	2.229.108.975	-	6.976.383	(32.849.736)	-	11.284	(971.468.479)	-	(997.330.548)	1.751.605.583	2.983.384.010	803.577.647	3.786.961.657
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.517.490)	(2.517.490)	(42.996)	(2.560.486)
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	2.229.108.975	-	6.976.383	(32.849.736)	-	11.284	(971.468.479)	-	(997.330.548)	1.749.088.093	2.980.866.520	803.534.651	3.784.401.171
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										208.589.137	208.589.137	39.732.469	248.321.606
Otro resultado integral			56.999.942	(80.716.834)		(1.161)			(23.718.053)	-	(23.718.053)	9.218.218	(14.499.835)
Resultado integral									-	-	184.871.084	48.950.687	233.821.771
Emisión de patrimonio	1.725.382.504								-	-	1.725.382.504	-	1.725.382.504
Dividendos									-	(87.345.660)	(87.345.660)	(11.279.421)	(98.625.081)
Incremento (disminución) por otros cambios							(404.130.303)		(404.130.303)		(404.130.303)	92.531.897	(311.598.406)
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera		(72.388.009)									(72.388.009)		(72.388.009)
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control							(910.437.224)		(910.437.224)		(910.437.224)	(685.339.484)	(1.595.776.708)
Total de cambios en patrimonio	1.725.382.504	(72.388.009)	56.999.942	(80.716.834)	-	(1.161)	(1.314.567.527)	-	(1.338.285.580)	121.243.477	435.952.392	(555.136.321)	(119.183.929)
Saldo final al 30/09/2018	3.954.491.479	(72.388.009)	63.976.325	(113.566.570)	-	10.123	(2.286.036.006)	-	(2.335.616.128)	1.870.331.570	3.416.818.912	248.398.330	3.665.217.242

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido (1)	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión (2)	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	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	Total Otras reservas (3)				
Saldo incial al 01/01/2017	2.229.108.975	-	9.222.933	(76.218.470)	-	9.955	(969.740.120)	1.632.724	(1.035.092.978)	1.569.375.291	2.763.391.288	699.602.354	3.462.993.642
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	247.566.294	247.566.294	112.535.199	360.101.493
Otro resultado integral	-		(1.192.454)	20.901.280	1.547.402	3.110	-	-	21.259.338	-	21.259.338	13.062.831	34.322.169
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	268.825.632	125.598.030	394.423.662
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(63.512.368)	(63.512.368)	(42.990.704)	(106.503.072)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	(1.547.402)	-	(935)	(1.632.724)	(3.181.061)	1.547.402	(1.633.659)	(1.088.456)	(2.722.115)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(1.192.454)	20.901.280	-	3.110	(935)	(1.632.724)	18.078.277	185.601.328	203.679.605	81.518.870	285.198.475
Saldo final al 30/09/2017	2.229.108.975	-	8.030.479	(55.317.190)	-	13.065	(969.741.055)	-	(1.017.014.701)	1.754.976.619	2.967.070.893	781.121.224	3.748.192.117

(1) Ver nota 25.1
(2) Ver nota 25.3
(3) Ver nota 25.5
(4) Ver nota 25.6
(5) Considera un cargo a resultados acumulados por M$ 3.224.949 por la aplicación de NIIF 9 y un abono a resultados acumulados por M$ 664.463 por aplicación de NIC 29. Ver notas 2.2 – deterioro de valor - y 2.7.4., respectivamente.

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017 (no auditados)
(En miles de pesos chilenos - M$)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - septiembre 2018 M$	enero - septiembre 2017 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		2.245.730.401	2.327.823.830
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		8.229.141	72.362
Otros cobros por actividades de operación		1.699.126	14.442.254
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.464.147.059)	(1.563.312.980)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(86.440.910)	(99.315.382)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(14.435.676)	(15.476.921)
Otros pagos por actividades de operación		(103.357.699)	(105.268.787)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(94.200.888)	(156.425.565)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(3.446.200)	(5.479.072)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**489.630.236**	**397.059.739**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados en adquisiciones de participaciones no controladas		(1.624.326.739)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		-	115.582.806
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		-	(1.836.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		-	4.428.997
Compras de propiedades, planta y equipo		(259.410.601)	(194.770.150)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(64.735.453)	(6.585.827)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		73.993.207	720.532
Cobros a entidades relacionadas		42.459.879	-
Dividendos recibidos		1.232.455	879.616
Intereses recibidos		5.472.586	5.531.047
Otras entradas (salidas) de efectivo		(5.154.341)	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(1.830.469.007)**	**(76.048.979)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones		665.827.098	-
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		(72.388.009)	-
Total importes procedentes de préstamos		**1.562.934.959**	**-**
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		1.562.934.959	-
Préstamos de entidades relacionadas		-	150.000.000
Pagos de préstamos		(740.147.810)	(2.760.832)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(1.374.071)	(1.960.047)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas			(150.000.000)
Dividendos pagados		(229.061.136)	(259.441.272)
Intereses pagados		(46.525.183)	(30.228.664)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(13.769.711)	(2.388.450)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**1.125.496.137**	**(296.779.265)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**(215.342.634)**	**24.231.495**
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		(4.694.557)	1.856.691
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(220.037.191)**	**26.088.186**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	7	419.456.026	245.999.192
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	7	**199.418.835**	**272.087.378**

ENEL CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO 10
1.1 Antecedentes del Grupo 10
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS 12
2.1 Bases de preparación 12
2.2 Nuevos pronunciamientos contables 12
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas 19
2.4 Sociedades subsidiarias 20
2.5 Entidades asociadas 21
2.6 Acuerdos Conjuntos 21
2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio 22
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS 24
a) Propiedades, planta y equipo 24
b) Propiedad de inversión 25
c) Plusvalía 25
d) Activos intangibles distintos de la plusvalía 26
d.1) Costos de investigación y desarrollo 26
d.2) Otros activos intangibles 26
e) Deterioro del valor de los activos no financieros 26
f) Arrendamientos 27
g) Instrumentos financieros 27
g.1) Activos financieros no derivados 27
g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 28
g.3) Deterioro de valor de los activos financieros 28
g.4) Pasivos financieros excepto derivados 29
g.5) Derivados y operaciones de cobertura 29
g.6) Baja de activos y pasivos financieros 30
g.7) Compensación de activos y pasivos financieros 30
g.8) Contratos de garantías financieras 31
h) Medición del valor razonable 31
i) Inversiones contabilizadas por el método de participación 32
j) Inventarios 32
k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas. 32
l) Acciones propias en cartera 33
m) Provisiones 33
m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares 34
n) Conversión de saldos en moneda extranjera 34
o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 34
p) Impuesto a las ganancias 34
q) Reconocimiento de ingresos y gastos 35
r) Ganancia (pérdida) por acción 36
s) Dividendos 37
t) Gastos de emisión y colocación de acciones 37
u) Estado de flujos de efectivo 37
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO 38
a) Marco regulatorio: 38
b) Temas Regulatorios 2018 41
c) Revisiones tarifarias y procesos de suministro 42
5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA 46
6. COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN 46
Proyecto de Reorganización Societaria 46
7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO 48
8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS 49
9. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR 49
10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS 51
10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas 51
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas 51
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas 52
c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados: 53
d) Transacciones significativas EGP: 54
10.2 Directorio y personal clave de la gerencia 54
10.3 Retribución del personal clave de la gerencia 56
10.4 Planes de incentivo al personal clave de la gerencia 56
10.5 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción 56
11. INVENTARIOS 57
12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS 57
13. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN 58
13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación 58
13.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas 60
13.3 Negocios conjuntos 60

14. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA 61
15. PLUSVALÍA 62
16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO 63
17. PROPIEDAD DE INVERSIÓN 68
18. IMPUESTOS A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS 69
19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS 72
19.1 Préstamos que devengan intereses 72
19.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas 73
19.3 Obligaciones con el Público Garantizadas 74
19.4 Obligaciones por arrendamiento financiero 74
19.5 Deuda de cobertura 75
19.6 Otros aspectos 76
19.7 Flujos futuros de deuda no descontados 76
20. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS 77
20.1 Riesgo de tasa de interés 77
20.2 Riesgo de tipo de cambio 77
20.3 Riesgo de commodities 78
20.4 Riesgo de liquidez 78
20.5 Riesgo de crédito 78
20.6 Medición del riesgo 79
21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS 80
21.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría 80
21.2 Instrumentos derivados 81
21.3 Jerarquías del valor razonable 83
22. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR 84
23. PROVISIONES 85
24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO 86
24.1 Aspectos generales: 86
24.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: 86
24.3 Otras revelaciones: 87
25. PATRIMONIO 88
25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo 88
25.2 Dividendos 89
25.3 Reservas por diferencias de conversión 89
25.4 Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas 90
25.5 Otras Reservas 90
25.6 Participaciones no controladoras 91
26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS 92
27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS 93
28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS 93
29. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO 93
30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA 94
31. OTRAS GANANCIAS 94
32. RESULTADO FINANCIERO 95
33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO 96
33.1 Criterios de segmentación 96
33.2 Generación y Distribución 97
34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS 99
34.1 Garantías directas 99
34.2 Garantías Indirectas 99
34.3 Litigios y arbitrajes 100
34.4 Restricciones financieras 102
35. DOTACION 104
36. SANCIONES 105
37. MEDIO AMBIENTE 107
38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ENTIDADES CONSOLIDADAS 109
39. HECHOS POSTERIORES 110
ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA 111
ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012 113
ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES 116
ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE 119
ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES 120

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

Enel Chile S.A., (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus entidades subsidiarias, integran el Grupo Enel Chile (en adelante "Enel Chile" o el "Grupo").

Enel Chile 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 (ex Superintendencia de valores y Seguros de Chile) , desde el 13 de abril de 2016 y en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica desde el 31 de marzo de 2016. Adicionalmente, sus acciones transan en la Bolsa de Comercio de Santiago, en la Bolsa Electrónica de Chile, en la Bolsa de Valores de Valparaíso y en la New York Stock Exchange desde el 21 de abril de 2016.

Enel Chile es subsidiaria de Enel S.p.A., entidad que posee, directa e indirectamente, una participación accionaria del 61,93%.

La Sociedad fue constituida inicialmente bajo la razón social de Enersis Chile S.A., el 22 de enero de 2016. La existencia de la compañía bajo su actual nombre, Enel Chile S.A., data del 4 de octubre de 2016, cuando se cambió su razón social mediante modificación de estatutos. Para efectos tributarios la sociedad opera bajo Rol Único Tributario 76.536.353-5.

Al 30 de septiembre de 2018 la dotación del Grupo alcanzó los 2.067 trabajadores. En promedio la dotación del Grupo durante el periodo 2018 fue de 2.106 trabajadores (ver Nota 35).

Enel Chile tiene como objeto realizar, en el país o en el extranjero la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como así mismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería. Adicionalmente, también tiene como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de las siguientes:

i) La energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,

ii) Al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,

iii) Las telecomunicaciones e informática, y

iv) Negocios de intermediación a través de internet.

1.1 Antecedentes del Grupo

Con fecha 28 de abril de 2015, Enersis S.A (actualmente Enel Américas S.A.) informó a la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (en adelante "SVS", actualmente Comisión para el Mercado Financiero de Chile) mediante un hecho esencial que su directorio resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar un análisis de reorganización societaria tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile, cuyo objetivo sería resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivaban de la compleja estructura societaria de Enersis S.A. y subsidiarias Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) y Chilectra S.A. (actualmente Enel Distribución Chile S.A.) y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel SpA.

Con fecha 27 de julio de 2015, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N° 18.045 sobre el Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N°30 de la SVS, Enersis S.A. mediante un hecho esencial informó a la misma SVS que su directorio había resuelto, por la unanimidad de sus miembros, que de aprobarse el llevar a cabo la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile por el Grupo, tal reorganización se llevaría a cabo a través de los siguientes pasos:

a. Dividir Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante Endesa Chile) y Chilectra S.A. (en adelante Chilectra), mediante la creación de dos nuevas sociedades denominadas Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.. Cada una de las sociedades continuadoras de la división, Endesa Chile y Chilectra, conservarían la totalidad del negocio que actualmente desarrollan en Chile, es decir, se asignaría la parte del patrimonio

conformada, entre otros, por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas correspondientes, que cada una de las sociedades escindidas tienen actualmente en Chile. Por su parte, a las sociedades que nacen de la división, es decir, Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., se les asignaría el patrimonio correspondiente al negocio internacional (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú).

b. Dividir Enersis S.A., mediante la creación de una nueva sociedad denominada Enersis Chile S.A. (actualmente Enel Chile S.A.). A la sociedad continuadora de la división, Enersis S.A., se le asignarían las participaciones e inversiones en las sociedades Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., y eventuales pasivos que se asignarían al negocio escindido. De esta manera, la nueva sociedad Enersis Chile sería la sociedad holding del negocio chileno radicado en Endesa Chile y Chilectra, y la sociedad continuadora Enersis S.A. conservaría la calidad de sociedad holding del negocio internacional comprendiendo la participación de Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.. La nueva sociedad Enersis Chile S.A. cotizaría en los mercados bursátiles donde actualmente lo hace Enersis S.A., y se sometería a lo dispuesto en el Título XII del D.L. 3.500 de 4 de noviembre de 1980.

c. Con posterioridad a la materialización de las divisiones referidas precedentemente, se llevaría a cabo una fusión por absorción de Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., en Enersis S.A.. El resultado final sería que la sociedad que resulte continuadora luego de la fusión, ésta es, Enersis S.A., desarrollaría directamente el negocio internacional y Enersis Chile S.A., en forma indirecta mediante la propiedad de las acciones de sus subsidiarias Endesa Chile y Chilectra, desarrollaría el negocio nacional chileno, lo que, en su caso, representaría una amplia simplificación respecto de la actual estructura.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. celebrada el 18 de diciembre de 2015, los accionistas aprobaron la división de Enersis S.A. en dos sociedades, surgiendo de esta división la nueva sociedad anónima abierta Enersis Chile S.A., regida por el Título XII del D.L. 3.500, a la que se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados de Enersis S.A. en Chile, incluyendo las participaciones accionarias en Chilectra y Endesa Chile ya divididas, e incorporándose en ella la totalidad de los accionistas de Enersis en la misma proporción que les corresponde en el capital de Enersis S.A. por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Enersis S.A. las participaciones societarias fuera de Chile, incluyendo sus participaciones accionarias en las sociedades resultantes de las divisiones de Chilectra y Endesa Chile, y los pasivos vinculados a ellas, al igual que todos los demás activos y pasivos no asignados expresamente a Enersis Chile S.A. en la división.

Como parte del acuerdo de división, se acordó asimismo (i) la disminución del capital de Enersis S.A. desde la suma de $5.804.447.986.087, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de $3.575.339.011.549, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; (ii) establecer el capital de Enersis Chile S.A. en la suma de $2.229.108.974.538 correspondiente al monto que en que se disminuyó el capital de Enersis Américas, dividido en 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal; y (iii) la distribución del patrimonio social entre Enersis S.A. y Enersis Chile S.A., asignándose a ésta última los activos y delegándosele los pasivos según lo señalado en la referida junta.

Por su parte, se aprobaron los estatutos de Enersis Chile S.A., la que desde su entrada en vigencia se someterá en forma anticipada y voluntariamente a las normas establecidas en el artículo 50 Bis de la Ley de Sociedades Anónimas relativas a la elección de directores independientes y creación de Comité de Directores.

En cumplimiento de lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. celebrada el 18 de diciembre de 2015, el Directorio de Enersis S.A. tomó conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Enersis S.A. y que ha dispuesto el otorgamiento de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada “Escritura de Cumplimiento de Condición de División de Enersis”. En consecuencia y de conformidad a lo aprobado en la mencionada Junta, la división de Enersis S.A. se hizo efectiva a contar del 1 de marzo de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Enersis Chile S.A. comenzó su existencia y se verificó la disminución de capital y demás reformas estatutarias de Enersis S.A., la cual pasó formalmente a denominarse Enersis Américas S.A. a partir del 1 de febrero de 2016. Las acciones en que se divide el capital social de Enersis Chile S.A. se distribuyeron liberadas de todo pago a los accionistas de Enersis Américas S.A. con derecho a recibirlas el 21 de abril de 2016.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

2.1 Bases de preparación

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Chile al 30 de septiembre de 2018, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 30 de octubre de 2018, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Chile y subsidiarias al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos al 30 de septiembre de 2018 y 2017 y sus correspondientes notas. Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en un estado financiero anual.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

Estos estados financieros consolidados intermedios se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional de la matriz y de presentación del Grupo.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes nuevas Normas, Interpretaciones y Enmiendas han sido adoptadas a partid del 1 de enero de 2018:

Nuevas NIIFs	Aplicación obligatoria para periodos anuales iniciados a partir del:
NIIF 9: *Instrumentos Financieros*	1 de enero de 2018
NIIF 15: *Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes*	1 de enero de 2018
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, y su aplicación no ha generado impactos significativos en los estados financieros consolidados intermedios de Enel Chile. El Grupo llevó cabo una evaluación detallada de los tres aspectos de la norma y de su impacto en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo, el cual se resume como sigue:

i) Clasificación y medición

La NIIF 9 introdujo un nuevo enfoque de clasificación para los *activos financieros,* basado en dos conceptos: las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero y el modelo de negocio de la 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 introdujo nuevas disposiciones para los pasivos designados a valor razonable con cambios en resultados, en virtud de las cuales, en ciertas circunstancias, los cambios en el valor razonable relacionados con la variación del “riesgo de crédito propio” se reconocerán en otro resultado integral.

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

ii) Deterioro 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 que establecía NIC 39. Esto significa que con NIIF 9, los deterioros se registran, con carácter general, de forma anticipada respecto al modelo anterior.

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

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

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

Al 1 de enero de 2018, 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$3.224.949.

iii) Contabilidad de cobertura

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

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

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

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

Al 1 de enero de 2018, la aplicación del nuevo modelo de contabilidad de coberturas no ha tenido impacto en los estados financieros consolidados intermedios 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 estableció un marco general para el reconocimiento y medición de los ingresos de actividades ordinarias, basado en el principio de que los ingresos se reconocen por un monto que refleje la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. Este principio fundamental debe ser aplicado en base a un modelo de cinco pasos: (1) identificación del contrato con el cliente; (2) identificación de las obligaciones de desempeño del contrato; (3) determinación del precio de la transacción; (4) asignación del precio de la transacción a las obligaciones de desempeño; y (5) reconocimiento de los ingresos cuando (o a medida que) se satisfacen las obligaciones de desempeño.

La NIIF 15 requiere revelaciones más detalladas que las normas anteriores actuales con el fin de proporcionar información más completa sobre la naturaleza, importe, calendario y certidumbre de los ingresos y flujos de efectivo derivados de los contratos con clientes.

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 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 Chile posee participación directa e indirecta en los negocios de Generación y Transmisión, y Distribución de energía eléctrica. Con base en la naturaleza de los bienes y servicios ofrecidos y las características de los flujos de ingresos señaladas, el Grupo no identificó impactos en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo en el momento de la aplicación inicial de NIIF 15, es decir, al 1 de enero de 2018.

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

- Contratos de construcción: los ingresos por trabajos en progreso se reconocen a lo largo del tiempo en función de su grado de avance. La compañía concluyó que de acuerdo a NIIF 15, estos contratos cumplen los criterios para ser considerados obligaciones de desempeño que se satisfacen a lo largo del tiempo, ya que el cliente controla el activo a medida que se crea o mejora. Por lo tanto, la aplicación de la norma no modificó el calendario o la cantidad de ingresos reconocidos en virtud de estos acuerdos.

- Venta de otros bienes y servicios: principalmente venta de bienes y servicios complementarios al negocio eléctrico, cuyo control es transferido al cliente en un determinado momento, o bien a lo largo del tiempo en el caso de servicios que requieren un desarrollo de más largo plazo. La aplicación de la norma no modificó el calendario o la cantidad de ingresos reconocidos en virtud de estos acuerdos.

El Grupo implementó cambios en los sistemas, controles, políticas y procedimientos, para cumplir con los nuevos requerimientos exigidos por NIIF 15, tanto de registro contable 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 intermedios del Grupo.

Mejoras y Enmiendas	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 a las NIIF: *Ciclo 2014-2016 (NIIF 1, NIIF 28)*	1 de enero de 2018

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

Las modificaciones que fueron desarrolladas a través del Comité de Interpretaciones de NIIF entregan requerimientos sobre la contabilización para:

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

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

c) Una modificación en 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.

La enmienda a NIIF 2, aplicada por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo.

Enmienda a NIC 40 "Transferencias de Propiedades de Inversión".

Las enmiendas 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 son aplicables de forma prospectiva.

La enmienda a NIC 40, aplicada por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo.

Mejoras Anuales: 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. Esta elección puede hacerse en forma separada para cada entidad de inversión asociada o negocio conjunto. Estas mejoras son de aplicación retrospectiva.

Las mejoras anuales 2014-2016, aplicadas por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no han generado impactos en los estados financieros consolidados intermedios 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 intermedios, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Nueva 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. La adopción anticipada está permitida para las compañías que aplican la NIIF 15 antes de la fecha de aplicación inicial de NIIF 16. El grupo no tiene previsto adoptar la norma anticipadamente.

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

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

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

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

El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de NIIF 16 en sus estados financieros consolidados. El efecto cuantitativo dependerá, entre otros aspectos, del método de transición elegido, de en qué medida el Grupo utilice las soluciones prácticas y las exenciones de reconocimiento, y de cualquier arrendamiento adicional que el Grupo celebre en el futuro. Enel Chile espera revelar su método de transición e información cuantitativa antes de la fecha de adopción.

CINIIF 23 "Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias".

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

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

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

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 Marco Conceptual revisado entra en vigencia para periodos que empiezan en o después de 1 de enero de 2020.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la adopción del Marco Conceptual (Revisado) en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

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 a las NIIF: *Ciclo 2015-2017 (NIIF 3, NIIF 11, NIIF 12 y NIC 23)*	1 de enero de 2019
Enmienda a NIC 19: *Beneficios a los Empleados, modificación, reducción o liquidación de un plan*	1 de enero de 2019
NIIF 10 y NIC 28: Estados financieros consolidados – Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Por determinar

Enmienda a NIIF 9 “Características de cancelación anticipada con compensación negativa”.

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

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 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. La aplicación será a partir del 1 de enero de 2019 y se realizará de forma retrospectiva con adopción anticipada permitida.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la enmienda a NIIF 9 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

Enmienda a NIC 28 “Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos”.

Las enmiendas aclaran que una entidad aplica la NIIF 9 “Instrumentos Financieros”, para inversiones a largo plazo en asociadas o negocios conjuntos para aquellas inversiones que no apliquen el método de la participación patrimonial pero que, en sustancia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto. Esta

aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida de crédito esperado, 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, con aplicación anticipada está permitida.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la enmienda a NIIF 9 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

Mejoras Anuales: 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.

Además de clarificar cuándo una participación mantenida previamente en una operación conjunta se vuelve a medir, las modificaciones también proporcionan una guía acerca de qué constituye la participación previamente mantenida. Esta es la participación total mantenida previamente en la operación conjunta.

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. Las enmiendas deberán aplicarse a las a dividendos reconocidos posteriormente al 1 enero de 2019

NIC 23," Costos de Préstamos": Clarifica que el pool general de préstamos utilizado para calcular los costos de préstamos elegibles excluye sólo los préstamos que financian específicamente activos calificados que están aún bajo desarrollo o construcción. Los préstamos que estaban destinados específicamente a financiar activos calificados que ahora están listos para su uso o venta (o cualquier activo no calificado) se incluyen en ese pool general.

Los cambios se aplican en forma prospectiva a los costos de préstamos incurridos en, o desde, la fecha en que la entidad adopta las modificaciones.

Las modificaciones son efectivas a partir de los períodos de reporte anual que comienzan el, o después del, 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la modificación correspondiente a mejoras anuales ciclo 2015-2017 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

Enmienda a NIC 19 "Beneficios a Empleados, modificación, reducción o liquidación de un plan".

En febrero de 2018 IASB finalizó las modificaciones a la NIC 19 relacionadas con las modificaciones de planes, reducciones y liquidaciones.

Las enmiendas a IAS 19 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 en o después del comienzo del primer período anual de reporte que comience el o después del 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la enmienda a NIC 19 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

NIIF 10 y NIC 28: "Estados financieros consolidados – 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" 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, emitidas en septiembre de 2014, 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 patrimonial. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podrían generan los cambios a la NIIF 10 y NIC 28 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de Enel Chile, 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 intermedios se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Administración del Grupo 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.e).

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

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.e).

- 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.m.1 y 24).

- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).

- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.h y 21).

- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.

- 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 2.2).

- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).

- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).

- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, 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 intermedios. (ver Nota 3.p).

- 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 intermedios, 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 o estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Sociedades subsidiarias

Se consideran entidades subsidiarias a aquellas sociedades controladas por Enel Chile, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presenten 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 Chile tiene poder sobre sus subsidiarias cuando se 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.

A continuación se detallan, las entidades en las cuales el Grupo tiene la capacidad de ejercer control y por consiguiente forman parte de la consolidación de los presentes estados financieros consolidados intermedios:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participacion al 30/09/2018			Participacion al 31/12/2017		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.722.488-5	Empresa de Trasmisión Chena S.A.	Chile	Peso Chileno	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Chile	Peso Chileno	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Chile	Peso Chileno	-	92,65%	92,65%	-	92,65%	92,65%
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Peso Chileno	99,09%	-	99,09%	99,09%	-	99,09%
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Peso Chileno	93,55%	-	93,55%	59,98%	-	59,98%
78.932.860-9	GasAtacama Chile S.A.	Chile	Peso Chileno	2,63%	97,37%	100,00%	2,63%	97,37%	100,00%
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Chile	Peso Chileno	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Chile	Peso Chileno	0,10%	99,90%	100,00%	0,10%	99,90%	100,00%
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Chile	Peso Chileno	57,50%	-	57,50%	57,50%	-	57,50%
96.910.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.*	Chile	Dólar Americano	99,99%	-	99,99%	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.*	Chile	Dólar Americano	0,05%	99,95%	100,00%	-	-	-
76.306.985-0	Diego de Almagro Matriz SpA*	Chile	Dólar Americano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.*	Chile	Dólar Americano	0,01%	99,99%	100,00%	-	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.*	Chile	Dólar Americano		84,59%	84,59%	-	-	-
99.577.350-3	Empresa Nacional de Geotermia S.A.*	Chile	Dólar Americano	-	51,00%	51,00%	-	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.*	Chile	Dólar Americano	-	99,99%	99,99%	-	-	-
76.126.507-5	Parque Talinay Oriente S.A.*	Chile	Dólar Americano	-	61,37%	61,37%	-	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar SpA*	Chile	Dólar Americano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SpA*	Chile	Dólar Americano	-	100,00%	100,00%	-	-	-

(*) ver sección 2.4.1, letra i.

2.4.1 Variaciones al perímetro de consolidación

(i) Con fecha 2 de abril de año 2018 fueron integrados los activos energéticos renovables en Chile mantenidos por Enel Green Power Latin Américas S.A.. (“EGPL”) con Enel Chile (ver Nota 6). Las sociedades que componen el Grupo corresponden a:

- Enel Green Power Chile Ltda.
- Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.
- Diego de Almagro Matriz SpA
- Parque Eólico Tal Tal S.A.
- Geotérmica del Norte S.A.
- Empresa Nacional de Geotermia S.A.
- Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.
- Parque Talinay Oriente S.A.
- Almeyda Solar SpA
- Enel Green Power del Sur SpA

(ii) Con fecha 1 de septiembre de 2017, Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. fue absorbida por Enel Chile, siendo esta última la continuadora legal.

(iii) Con fecha 1 de septiembre de 2017, Central Eólica Canela S.A. fue liquidada pasando sus activos netos a Gasatacama Chile.

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Chile, directa e 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 voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada período, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos de Enel Chile 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.i.

El detalle de las Sociedades que clasifican como Asociadas, son los siguientes:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participacion al 30/09/2018			Participacion al 31/12/2017		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Peso Chileno	-	33,00%	33,00%	-	33,33%	33,33%
76.364.085-K	Energía Marina SpA	Chile	Peso Chileno	-	25,00%	25,00%	-	-	-

- Con fecha 7 de febrero de 2017 la sociedad Electrogas S.A. fue vendida, donde la participación total era del 42.5%, (ver Nota 5.).

- Con fecha 2 de abril de año 2018 fueron integrados los activos energéticos renovables en Chile mantenidos por Enel Green Power Latin Américas S.A. (“EGPL”) con Enel Chile (ver Nota 6). Entre las sociedades que son incorporadas se encuentran la asociada Energía Marina SpA..

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.i.

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

El detalle de Sociedades clasificadas como Negocios Conjuntos, es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participacion al 30/09/2018			Participacion al 31/12/2017		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.091.595-5	Aysén Energía S.A.	Chile	Peso Chileno	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
76.041.891-9	Aysén Transmisión S.A.	Chile	Peso Chileno	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.*	Chile	Peso Chileno	-	-	-	-	51,00%	51,00%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Peso Chileno	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%

* Con fecha 7 de septiembre de 2018, Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. fue liquidada y distribuida entre sus accionistas (ver Nota 13.1b).

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias se consolidan integrándose en los estados financieros consolidados intermedios 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 los estados de resultados integrales consolidados desde la fecha en que Enel Chile obtiene el control de la sociedad subsidiaria hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de Enel Chile 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 adquirida 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 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 períodos 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 entidad 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 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 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 conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver nota 25.3).

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 la 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.

    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 (NIC 29). 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% en tres años.

    Los estados financieros de la sucursal que posee el Grupo GasAtacama en Argentina fueron reexpresados a partir del 1 de enero de 2015, fecha en que se produjo el cambio de moneda funcional de esta sucursal del dólar estadounidense al peso argentino, utilizando los siguientes índices generales de precios:

	Índice general de precios
Desde enero 2015 a diciembre 2017	82,52%
Desde enero a septiembre de 2018	28,19%

    La aplicación por primera vez de NIC 29 dio origen a un ajuste positivo en los resultados acumulados de Enel Chile, por un monto de M$ 664.463 al 1 de enero de 2018 (neto de impuestos). Por otra parte, durante el ejercicio 2018, la aplicación de esta normativa generó un menor resultado financiero de M$ 1.777.312 (ver Nota 32) y un menor resultado atribuible a los propietarios de Enel Chile por M$ 1.588.857.

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 entidades 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.

    Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “unificación de intereses”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros 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 intermedios 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 o de distribución. 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 16 b.1).

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 16 b.2).

- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá 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. El Grupo 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.

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 el que las entidades consolidadas 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 más información, a continuación se presenta una mayor apertura para la clase Plantas y equipos:

Clases de Plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 65
Equipo electromecánico	10 – 45
Centrales Carbón/Fuel	20 – 40
Centrales de Ciclo combinado	10 – 25
Renovables	20
Distribución:	
Red de alta tensión	10 – 60
Red de baja y media tensión	10 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 50
Subestaciones primarias	6 – 25
Transporte de 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) Propiedad de inversión

El rubro “Propiedad de inversión” incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

Una propiedad de inversión 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 o retiros de propiedades de inversión, 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.

El valor razonable de los inmuebles de inversión se desglosa en la Nota 17.

c) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la 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.e).

d) 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 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 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 e) de esta Nota.

d.1) Costos de investigación y desarrollo

El Grupo 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 incurren.

d.2) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. 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.

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, el Grupo 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 UGEs 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 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 UGEs 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 2017, la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fue de 3,1%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica. Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales aplicadas al cierre de diciembre de 2017 se ubicaron entre un 7,5% y un 10,7%.

En 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 sólo 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 la plusvalía, las pérdidas por deterioro de valor no se revierten en períodos posteriores.

f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel 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 el Grupo 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.

g) 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.

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.i y 13) y los activos no corrientes mantenidos para la venta, 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 únicamente a flujos de efectivo compuestos por 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: equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, y préstamos. 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.

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación 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.

g.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.

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros se registran inicialmente a valor razonable, 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.g.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 20, 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 tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo 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 los 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 por cobrar 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 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.

  Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando 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 del Grupo 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 del Grupo.

- 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 el Grupo, 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.

g.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.

- El Grupo 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.g.1.) Los derivados mantenidos por el Grupo

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.

g.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, sólo cuando:

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

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

Estos derechos sólo 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.

g.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiendo como tales, las garantías concedidas por el Grupo 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 ver la Nota 3.m; y

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

h) 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 o 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 21.3.

i) Inversiones contabilizadas por el método de 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 del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la asociada o negocio conjunto. 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 del Grupo 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 libros 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 al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro “Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación”.

Las Sociedades clasificadas como “Asociadas y Negocios Conjuntos” (ver Nota 2.5 y 2.6 respectivamente) de los presentes estados financieros consolidados intermedios son valorizadas por este método.

j) 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.

Lo 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.

k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos 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 debe 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 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) 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.

l) 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.

m) 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 requerirá 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.

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

Algunas de las empresas del Grupo 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 entidades consolidadas 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”.

n) 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 ejercicio, 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 ejercicio, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada entidad, 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.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de las subsidiarias 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.

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera adjunto, los saldos se clasifican 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 del Grupo, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

p) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas entidades del Grupo 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 sólo 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 el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se 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 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 sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

q) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes: (i) identificación del contrato, (ii) identificar obligaciones de desempeño, (iii) determinar el precio de la transacción, (iv) asignar el precio, y (v) reconocer el ingreso.

Además, el Grupo también evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato.

Enel Chile reconoce los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la NIIF 15 y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía.

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

- Generación y transmisión de energía eléctrica: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal determinado en el mercado spot, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Nota 2.3 y Nota 26).

- Distribución de energía eléctrica: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el ejercicio, a los precios establecidos en los respectivos contratos o los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación de la energía suministrada aún no leída en los medidores del cliente (ver Nota 2.3 y Nota 26).

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera (ver Nota 26).

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

- se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes;

- la entidad no conserva para sí ninguna implicación en la gestión de los bienes vendidos, en el grado usualmente asociado con la propiedad, ni retiene el control efectivo sobre los mismos;

- el monto de los ingresos ordinarios puede medirse con fiabilidad;

- es probable que los beneficios económicos asociados con la transacción fluyan hacia la entidad; y

- los costos incurridos, o por incurrir, asociados con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad.

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

La Compañía determinará y revelará 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. Sin embargo, la Compañía decidió aplicar las exenciones de divulgación opcionales de acuerdo con el expediente práctico previsto en la NIIF 15.

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

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

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

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

r) 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 promedio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número promedio 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 promedio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el período, sin incluir el número promedio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo.

s) 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, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enel 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.

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta “Primas de emisión”, netos de los efectos fiscales que corresponda. En el caso que la cuenta prima de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en “Otras reservas”.

u) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el ejercicio, determinados 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

a) Marco regulatorio:

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

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

Bajo dependencia del Ministerio de Energía, se encuentra el organismo regulador del sector eléctrico (la Comisión Nacional de Energía) y el ente Fiscalizador (la Superintendencia de Electricidad y Combustibles). El Ministerio cuenta, además, con la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), con la Agencia de 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, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

a.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:

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

- **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.

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

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

Energías renovables no convencionales

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

a.2 Segmento de Transmisión

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

Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes

de los segmentos de Transmisión Nacional y Zonal se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad cuadrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

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

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

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

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 (CUT). El CUT es definido ($/kWh) por la CNE, de manera semestral.

a.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 kV.

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

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

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

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

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

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

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

b) 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.

Reglamentos Publicados 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.

Plan de Expansión de la Transmisión - 2017

Con fecha 29 de diciembre de 2017, el regulador mediante Resolución Exenta CNE N°770, emitió el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2017. De acuerdo con las etapas contempladas por la ley, los interesados (debidamente inscritos en el registro de participación ciudadana) realizaron las observaciones correspondientes. Habida evaluación de las observaciones, mediante la Resolución Exenta N°163 de fecha 27 de febrero de 2018, la CNE aprobó el Informe Técnico Final del Plan De Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en Audiencia Pública.

Plan de Expansión de la Transmisión – 2018

En el Marco del proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018, la CNE convocó a todos los interesados a participar en la etapa de presentación de propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica. La convocatoria señala que las propuestas pueden ser presentadas a más tardar el día 30 de abril de 2018.

Planificación Energética 2018-2022

Mediante publicación en el Diario Oficial, con fecha 10 de abril de 2018, el Ministerio de Energía aprueba la Planificación Energética de Largo Plazo para el periodo 2018-2020. Este corresponde al primer proceso de planificación energética realizado de acuerdo a las disposiciones introducidas por la Ley 20.936. Este plan, de carácter no vinculante, se debe realizar cada 5 años, de acuerdo al artículo 83° de la Ley Eléctrica.

Ley 21.076

Con fecha 27 de febrero de 2018, se publica en el diario Oficial la Ley 21.076, que modifica la Ley Eléctrica para imponer a la empresa distribuidora la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de la inutilización de las instalaciones por fuerza mayor. En el único artículo de esta Ley, se indica que el Empalme y Medidor son parte de la red de distribución.

Estudio de Tarifas por artículo 187° de la Ley Eléctrica.

Con fecha 6 de octubre de 2017, la CNE emite la Resolución Exenta CNE N°560, que aprueba acuerdo unánime para efectuar Nuevo Estudio de Tarifas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 187°, parte final, de la Ley Eléctrica, suscrito entre la CNE y las empresas concesionarias de servicio público de distribución. En este contexto, en diciembre de 2017, la CNE solicita a las empresas distribuidoras los planes de inversión y costos necesarios para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (aprobada por Resolución Exenta CNE N°706, de fecha 7 diciembre de 2017) no reconocidos en las tarifas vigentes de suministro de electricidad (Decreto Supremo N°11T de 2016, del Ministerio de Energía).

Con fecha 28 de septiembre de 2018, el Ministerio de Energía pública en el Diario Oficial en el Decreto N°5T que actualiza al Decreto N°11T de 2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualiza las tarifas del segmento de distribución eléctrica. Estas nuevas condiciones tarifarias estarán vigentes hasta el próximo proceso de fijación tarifaria.

c) Revisiones tarifarias y procesos de suministro

c.1 Fijación Tarifas de Distribución

A fines de 2015, la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) publicó la Resolución Exenta N°699 comunicando la definición de Áreas Típicas y las bases para el "Estudio de Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio 2016-2020", y las bases para el "Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución", dando así el inicio oficial al proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

De las 6 áreas típicas de distribución fijadas por la CNE que se tarifican de forma individual, Enel Distribución Chile fue catalogada dentro del área típica 1, al igual que en el proceso anterior, reflejando la mayor densidad de sus redes y, por lo tanto, menores costos que las otras empresas del sector. Las subsidiarias Empresa Eléctrica Colina y Luz Andes, al igual que en el proceso anterior, fueron clasificadas en las áreas típicas 4 y 2, respectivamente.

En febrero de 2016, la CNE publicó en diario oficial la Resolución Exenta N°83 con la lista de empresas consultoras elegibles por las empresas concesionarias de distribución. Con estos antecedentes, en abril de 2016 Enel Distribución Chile adjudicó al Consultor Systep Ingeniería y Diseños S.A para efectuar el Estudio de Valor Agregado de Distribución Cuadrienio 2016-2020. El 5 de septiembre de 2016, Enel Distribución Chile entregó el estudio a la autoridad, cumpliendo con los requerimientos señalados en la Ley, en tiempo y forma.

El proceso de fijación de tarifas para el cuadrienio 2016 -2020 culminó con la publicación en el diario oficial del decreto tarifario 11T, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución, el cual tiene vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Sin perjuicio de lo anterior, con fecha 28 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N°5T del Ministerio de Energía, el cual actualiza las tarifas del segmento de distribución y que tendrá vigencia hasta la próxima fijación tarifaria.

Las tarifas a cliente final que han regido durante los años 2017 y 2018 fueron determinadas sobre la base de los siguientes decretos:

i) Decreto Nº1T, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 2013 y que rige retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2012 hasta el 3 de noviembre de 2016.

ii) Decreto N°11T, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rige retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016 hasta el 3 de noviembre de 2020.

iii) Decreto N°5T, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto N°11T de 2016, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018 y que rige desde su fecha de publicación.

iv) Decreto N°14, que fija tarifas de sistemas de Subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, publicado en el Diario Oficial el 9 de abril de 2013 y que rige retroactivamente desde el 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2014. Decreto 7T que extiende la vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015.

v) Decretos de Precios:

-Precios de nudo promedio:

Con fecha 1 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad con motivo de la Ley N°20.928 sobre Equidad Tarifaria en lo relativo al Reconocimiento de Generación Local, con efecto retroactivo a contar del 1 de agosto de 2016.

Con fecha 10 de octubre de 2017, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°12T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2017.

Con fecha 10 de octubre de 2017, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°3T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de julio de 2017.

Con fecha 24 de marzo de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°12T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2018.

Con fecha 28 de septiembre de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de julio de 2018.

-Precios de nudo de corto plazo:

Con fecha 2 de julio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°5T, que fija los precios de nudo de corto plazo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2016.

Con fecha 26 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía publicó el decreto 2T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2017.

Con fecha 25 de enero de 2018, el Ministerio de Energía publicó el decreto 5T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de octubre de 2017.

Con fecha 28 de junio de 2018, el Ministerio de Energía publicó el decreto 1T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2018.

c.2 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución

Con fecha 14 de marzo de 2014, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, que fija los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía asociados a la distribución eléctrica. Estos valores rigen a partir de la fecha en que se publicó el decreto de manera no retroactiva y hasta la fecha, son los valores vigentes.

A fines de 2015, la CNE publicó la Resolución Exenta. N°699 que comunica, entre otros, las bases para los “Estudios de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

Estas bases incorporan cinco nuevos servicios, entre los cuales destacan, la “Ejecución o instalación de empalmes provisorios” y el “Arriendo de empalmes provisorios”.

Con fecha 20 de enero de 2017, se publicó el "Informe Final del Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución". Siguiendo el proceso establecido, Enel Distribución presentó sus observaciones al estudio.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 213 de fecha 27 de abril de 2017, la CNE aprueba el Informe Técnico “Fijación de Fórmulas Tarifarias de Servicios no Consistentes en Suministro de Energía, Asociados a la Distribución de Electricidad”. Siguiendo con las etapas del proceso, Enel Distribución presentó sus discrepancias al Informe Técnico.

Con fecha 24 de julio de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°13T, que fija precios de Servicios no Consistentes en Suministros de Energía asociados a la distribución eléctrica. Dichos precios entran en vigencia desde la publicación del mencionado decreto.

c.3 Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal

La Ley 20.936, del 20 de julio de 2016, que establece un nuevo marco regulatorio para los sistemas de transmisión de energía eléctrica, introdujo cambios en los procesos tarifarios a todo el segmento de transmisión. A partir de la publicación de dicha ley, el segmento antes conocido como “Subtransmisión” pasó a denominarse Transmisión Zonal.

Las tarifas de Transmisión Zonal se fijan cada cuatro años. Sin embargo, antes de la publicación de la Ley 20.936 el periodo tarifario de Subtransmisión (hoy Transmisión Zonal) había sido extendido, a saber:

- El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.805 que, entre otras cosas, facultó al Ministerio de Energía para extender en un año el decreto CNE N°14 de 2012, que establecía las tarifas de Subtransmisión para el cuadrienio 2011-2014 (es decir, dicho decreto tarifario sería vigente para el periodo 2011 -2015, y, además, se retrasaría en un año la vigencia del proceso tarifario 2015-2018 (es decir 2016-2019).

- El 22 de Abril de 2015 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto 7T, haciendo efectiva la extensión del plazo de vigencia del decreto tarifario de Subtransmisión, y señalando expresamente que las nuevas tarifas entrarían en vigencia el 1 de Enero de 2016.

Sin perjuicio de lo anterior, la Ley 20.936/2016 establece en su artículo undécimo transitorio que la vigencia del decreto de tarifario de Subtransmisión se vuelve a extender (Decreto N°14 de 2012) hasta el 31 de diciembre de 2017.

En relación al periodo 2016-2017, el 29 de diciembre de 2016 se publica la Resolución Exenta CNE N°940, la cual define los ajustes necesarios al Decreto N°14 para extender su vigencia durante los años 2016 y 2017. El alcance principal de estos ajustes corresponde a la exención de pago por uso de sistemas de transmisión zonal por parte de centrales generadoras que inyectan a través de dichos sistemas.

De acuerdo a lo estipulado en el artículo duodécimo de las disposiciones transitorias de la Ley 20.936, al proceso tarifario 2016-2019 se le da continuidad y sus resultados serán utilizados para tarificar el periodo 2018 -2019.

En este contexto, con fecha 10 de febrero de 2017, mediante Resolución Exenta CNE N° 83, se publicó el “Informe Técnico Preliminar sobre Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018-2019”. Cumpliendo, en tiempo y forma, Enel Distribución realizó las observaciones pertinentes. Posteriormente, con fecha 28 de marzo de 2017, mediante Resolución Exenta CNE 149, se publicó el Informe Técnico Definitivo. Siguiendo con las etapas del proceso, Enel Distribución presentó sus discrepancias al informe Técnico Definitivo. El 19 de mayo de 2017, se realizó Audiencia Pública, donde Enel Distribución y otros interesados expusieron sus discrepancias ante Panel de Expertos.

Con fecha de 5 de octubre de 2018, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°6T que fija valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019.

c.4 Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023

En el marco del proceso de Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023 se encuentran en curso los procesos de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión, Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión y definición de las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión.

En este contexto, para efectos del proceso Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2020-2023, el Regulador mediante Resolución Exenta CNE N°771 (29 de diciembre de 2017) emitió el informe técnico preliminar definiendo qué instalaciones de transmisión corresponden a cada segmento (Nacional, Zonal y Dedicado). Los interesados (debidamente inscritos en registro de participación ciudadana) realizaron observaciones a este informe durante los primeros días de enero de 2018. Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo mediante la Resolución Exenta N°123 de fecha 13 de febrero de 2018. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaronán sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública.

En el marco del análisis y estudio de las discrepancias presentadas, el Panel de Expertos solicitó información adicional a la CNE. A raíz de esta solicitud, la CNE detectó inconsistencias en la aplicación de la metodología para la calificación de instalaciones, por lo cual inició un procedimiento administrativo de invalidación del mencionado proceso. En este contexto, con fecha 4 de septiembre de 2018 la CNE publicó Resolución Exenta N°613 mediante la

cual se invalida las etapas ya realizadas del referido proceso de calificación de instalaciones, desde la publicación del informe técnico preliminar en adelante.

Por otra parte, para efectos del proceso de Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión, la CNE mediante Resolución Exenta N°212 de fecha 15 de marzo 2018, emitió Informe Preliminar. Los interesados (debidamente inscritos en el registro de participación ciudadana) enviaron las observaciones pertinentes y participaron del proceso de discrepancias ante el Panel de Expertos. Con fecha 05 de junio de 2018, la CNE aprueba el Informe Técnico Definitivo que determina Vidas Útiles, mediante Resolución Exenta N°412.

Finalmente, para efectos de la definición de las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión, la CNE publicó las Bases Técnicas y Administrativas Preliminares mediante Resolución Exenta N° 769/2017 (29 de diciembre de 2017). Dicho documento, en términos generales, norma el proceso de contratación del estudio tarifario y define las reglas para efectuar la tarificación de toda la transmisión, definiendo la licitación de dos estudios: uno para instalaciones Nacionales y otro para instalaciones Zonales y Dedicadas. De acuerdo con las etapas contempladas por la Ley, los interesados (debidamente inscritos en registro de participación ciudadana), realizaron observaciones a este documento durante los primeros días de enero de 2018. Posteriormente, la CNE emitió el Informe Técnico Definitivo mediante la Resolución Exenta N°124 de fecha 13 de febrero 2018. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública.

c.5 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 5 bloques de energía, por 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 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 MANTENIDOS PARA LA VENTA

i. Electrogas S.A.

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 Energéticas 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.

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.d 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

6. COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN

Proyecto de Reorganización Societaria

Considerando la alta prioridad que tienen las energías renovables en la estrategia Open Power, y con el propósito de consolidar un vehículo que potencie al máximo dicha estrategia, con fecha 25 de agosto de 2017 Enel Chile propuso para la consideración de Enel S.p.A, una reorganización societaria (en adelante “la Reorganización de Activos Renovables”) la cual consistía en integrar los activos energéticos renovables en Chile mantenidos por Enel Green Power Latin America S.A. (“EGPL”) con Enel Chile, que a su vez, era la controladora de los activos de generación de energía convencional pertenecientes a Enel Generación Chile S.A. (“Enel Generación Chile”) y los activos de distribución de energía eléctrica pertenecientes a Enel Distribución Chile S.A.

Enel Chile y Enel Generación Chile son entidades registradas en la Comisión para el Mercado Financiero de Chile y tienen American Depository Receipts (“ADS”) transados en la Bolsa de Valores de Nueva York, por lo cual también están sujetas a la regulación de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica.

EGPL era filial indirecta de Enel S.p.A., controlada a través de Enel Green Power S.p.A. (“EGP”).

La Reorganización propuesta involucró las siguientes fases, cada una de las cuales se condicionaron 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 filial Enel Generación Chile que sean de propiedad de los accionistas minoritarios de esta última (equivalente a un 40% aproximadamente de su capital emitido), en dinero en efectivo a un precio de $590 por acción, con la condición de que los accionistas de Enel Generación Chile usaran $236 para suscribir acciones de Enel Chile, como así también los ADS tendrían un valor de $17.700, también pagaderos en dinero en efectivo y sujetos a que $ 7.080 fueran utilizados para suscribir ADS de Enel Chile, a un precio de suscripción de $ 82 por acción de Enel Chile o $ 4.100 por cada ADS de Enel Chile (Condición de Suscripción de Acciones/ADS).

ii) Aumento de capital

Enel Chile realizaría un aumento de capital (el "Aumento de capital") para tener disponible un número suficiente de acciones ordinarias de Enel Chile para entregar a los tenedores de las acciones y ADS de Enel Generación Chile para satisfacer la condición de suscripción de Acciones / ADS.

En relación al aumento de capital, de acuerdo con la legislación chilena, Enel Chile realizó una oferta de suscripción de acciones preferentes, en la cual los accionistas o terceros que hubieren ejercido su derechos de suscripción podrían concurrir a otorgar los contratos de suscripción de acciones correspondientes en el prorrateo y proceder al pago de $82 por acción correspondiente a las acciones suscritas por estos.

iii) Fusión

Una vez declarada exitosa la OPA, EGPL se fusionó con Enel Chile (la “Fusión”). 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 Chile aprobó la Reorganización, sujeta al cumplimiento de las condiciones establecidas para la OPA, Aumento de capital y Fusión. La Junta también aprobó el aumento de capital de Enel Chile en la cantidad de $1.891.727.278.668, mediante la emisión de 23.069.844.862 nuevas acciones de pago, todas de una misma serie y sin valor nominal, al precio y demás condiciones aprobadas por la Junta.

Finalmente, con fecha 25 de marzo de 2018, también se aprobaron 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 esta fecha, proceso por el cual Enel S.p.A. aumentó su participación total sobre Enel Chile a 61,93%.

Valor contable de los activos y pasivos de EGPL en la fecha de fusión:

Activos netos adquiridos identificables	**M$**
Efectivo y equivalentes al efectivo	12.173.982
Otros activos financieros corrientes	8.460
Otros activos no financieros corriente	3.832.583
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	27.414.273
Inventarios	73.749.131
Activos por impuestos corrientes	2.851.171
Otros activos financieros no corrientes	2.750.250
Otros activos financieros no corrientes	5.685.422
Otros activos no financieros, no corrientes	262.878
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	43.829.961
Activos intangibles distintos de la plusvalía	41.786.159
Plusvalía	6.652.935
Propiedades, planta y equipo	1.365.850.084
Activos por impuestos diferidos	21.246.605
Otros pasivos financieros, corrientes	(62.444.763)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(49.109.886)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	(33.381.911)
Pasivos por impuestos corrientes	(347.483)
Otros pasivos financieros, no corrientes	(259.856.654)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	(396.081.972)
Otras provisiones no corrientes	(9.169.918)
Pasivo por impuestos diferidos	(58.067.689)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(603.109)
Total	**739.030.509**

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

a) La composición del rubro al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Efectivo en caja	37.495	53.875
Saldos en bancos	24.128.140	35.208.300
Depósitos a corto plazo	23.245.716	11.155.249
Otros instrumentos de renta fija	152.007.484	373.038.602
Total	**199.418.835**	**419.456.026**

Los depósitos a corto 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. En relación a la línea de Otro efectivo y equivalente de efectivo, corresponde a instrumentos de renta fija, fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

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

Moneda	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Pesos Chilenos	178.611.022	399.164.753
Pesos Argentinos	139.833	6.263.344
Euros	-	11.594
Dólares Estadounidenses	20.667.980	14.016.335
Total	**199.418.835**	**419.456.026**

c) No se han efectuado pagos para obtener el control de entidades consolidadas, al 30 de septiembre de 2018.

d) Se han recibido montos por la venta de participación de entidades asociadas al 30 de septiembre de 2018.

Pérdida de control en asociadas	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Importe recibido por la venta de Asociadas (*)	-	115.582.806
Total neto	**-**	**115.582.806**

(*) Ver nota 5.

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

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01/01/2018 (1) M$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo					Saldo al 30/09/2018 (1) M$
		Provenientes M$	Utilizados M$	Intereses Pagados M$	Total M$	Adquisición de filiales M$	Cambios en valor razonable M$	Diferencias de cambio M$	Costos financieros (2) M$	Otros cambios M$	
Préstamos bancarios (Nota 19.1)	122	940.414.450	(737.342.507)	(15.569.645)	187.502.298	322.301.558	-	49.144.382	22.177.172	(7.710.689)	573.414.843
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 19.1)	763.579.585	622.520.509	(2.805.303)	(28.711.480)	591.003.726	-	-	66.833.767	43.008.633	(5.414.555)	1.459.011.156
Arrendamiento financiero (Nota 19.1)	14.608.914	-	(1.374.071)	(517.205)	(1.891.276)	-	-	1.020.727	517.206	-	14.255.571
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 8 y 19)	(29.478.642)	-	-	(1.476.586)	(1.476.586)	(5.495.214)	20.439.944	14.917.984	2.391.326	(2.994.851)	(1.696.039)
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.1.b)	-	-	-	(250.267)	(250.267)	398.462.271	-	31.860.500	19.275.573	(15.406.375)	433.941.702
Otras Cuentas por pagar	-	-	(13.769.711)	-	(13.769.711)	-	-	-	13.769.711	-	-
Total	**748.709.979**	**1.562.934.959**	**(755.291.592)**	**(46.525.183)**	**761.118.184**	**715.268.615**	**20.439.944**	**163.777.360**	**101.139.621**	**(31.526.470)**	**2.478.927.233**

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01/01/2017 (1) M$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo					Saldo al 30/09/2017 (1) M$
		Provenientes M$	Utilizados M$	Intereses Pagados M$	Total M$	Adquisición de filiales M$	Cambios en valor razonable M$	Diferencias de cambio M$	Costos financieros (2) M$	Otros cambios M$	
Préstamos bancarios (Nota 19.1)	4.274	-	(3.219)	(10.339)	(13.558)	-	-	-	9.368	-	84
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 19.1)	802.306.161	-	(2.757.613)	(29.928.525)	(32.686.138)	-	-	(22.386.425)	32.893.964	3.859.019	783.986.581
Arrendamiento financiero (Nota 19.1)	17.749.647	-	(1.960.047)	-	(1.960.047)	-	-	(804.823)	623.810	-	15.608.587
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 8 y 19)	23.640.892	-	(1.901.122)	-	(1.901.122)	-	(7.496.223)	(13.538.748)	2.679.596	(3.088.100)	296.295
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.1.b)	-	150.000.000	(150.000.000)	(289.800)	(289.800)	-	-	-	289.800	-	-
Otras Cuentas por pagar	-	-	(487.328)	-	(487.328)	-	-	-	487.328	-	-
Total	**843.700.974**	**150.000.000**	**(157.109.329)**	**(30.228.664)**	**(37.337.993)**	**-**	**(7.496.223)**	**(36.729.996)**	**36.983.866**	**770.919**	**799.891.547**

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente.
(2) Corresponde al devengamiento de intereses.

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

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

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	355.603	-	2.326.481	2.595.343
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	26.531	33.158
Activos financieros medidos a costo amortizado	187.708	185.913	-	-
Instrumentos derivados de cobertura	5.985.186	20.038.433	44.472.380	30.789.703
Instrumentos derivados no cobertura	-	402.716	-	-
Total	**6.528.497**	**20.627.062**	**46.825.392**	**33.418.204**

9. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30/09/2018		31/12/2017	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	**480.076.375**	**95.453.395**	**463.626.345**	**36.182.399**
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	407.043.836	2.276.000	415.039.522	1.917.828
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	73.032.539	93.177.395	48.586.823	34.264.571

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30/09/2018		31/12/2017	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	**430.782.370**	**95.453.395**	**419.752.286**	**36.182.399**
Cuentas comerciales por cobrar, neto (2)	367.510.579	2.276.000	380.379.326	1.917.828
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	63.271.791	93.177.395	39.372.960	34.264.571

(1) Incluye al 30 de septiembre de 2018, cuentas por cobrar al personal por M$8.554.825 (M$9.709.051 al 31 de diciembre de 2017), impuestos por recuperar (IVA) por M$63.716.335 (M$12.727.682 al 31 de diciembre de 2017), anticipos a proveedores y acreedores por M$19.301.226 (M$5.360.307 al 31 de diciembre de 2017), deudores por leasing por M$38.732.168 (M$34.550.131 al 31 de diciembre de 2017) y otros por M$26.144.632 (M$11.290.360 al 31 de diciembre de 2017).

(2) Al 30 de septiembre de 2018, Enel Distribución Chile S.A. ha reconocido una provisión de menores ingresos por venta de energía y potencia por M$11.155.362 (M$4.117.611 por el ejercicio 2017), producto de la no aplicación de decretos de precio nudo promedio (PNP) y decretos de precio nudo de corto plazo (PNCP) que reflejan los precios medios a nivel de generación-transporte, en consistencia con lo establecido en el decreto que fija las fórmulas tarifarias de Distribución del Ministerio de Energía (Decreto N°11T/2016). Lo anterior, en virtud de lo señalado en el artículo 157° de la Ley N° 20.018, "Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 2017.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la nota 10.1.

b) Deudores por leasing

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, los cobros futuros derivados de los deudores por leasing son los siguientes:

	30/09/2018			31/12/2017		
	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$
Menor a un año	5.245.003	1.199.788	4.045.215	4.380.499	944.578	3.435.921
Entre un año y cinco años	20.980.014	4.311.055	16.668.959	17.521.998	3.617.167	13.904.831
Más de cinco años	18.673.730	655.736	18.017.994	18.127.398	918.019	17.209.379
Total	**44.898.747**	**6.166.579**	**38.732.168**	**40.029.895**	**5.479.764**	**34.550.131**

Los valores corresponden a desarrollo de proyectos de alumbrado público, principalmente a municipalidades.

c) Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 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	Saldo al	
	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Con antiguedad menor de tres meses	51.866.682	54.488.473
Con antiguedad entre tres y seis meses	6.450.948	9.008.195
Con antiguedad entre seis y doce meses	5.494.999	7.123.391
Con antiguedad mayor a doce meses	13.111.482	16.067.867
Total	**76.924.111**	**86.687.926**

d) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M$
Saldo al 1 de enero de 2017	**39.461.880**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	7.937.817
Montos castigados	(3.525.638)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**43.874.059**
Ajuste Saldo Inicial por NIIF 9	4.433.743
Aumentos (disminuciones) del periodo (*)	3.072.862
Montos castigados	(2.087.911)
Otros movimientos	1.252
Saldo al 30 de septiembre de 2018	**49.294.005**

(*) Ver nota 29 deterioro de activos financieros.

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. En nuestro negocio de distribución el proceso toma al menos 24 meses. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 3.g.3 y 20.5).

e) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 2.

- Información complementaria de Cuentas Comerciales, ver Anexo 2.1.

10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

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

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

La controladora de Enel Chile es la sociedad italiana Enel S.p.A.

10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

							Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	70.371	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	25.954	13.077	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	1.031.125	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Peajes	Menos de 90 días	-	79.217	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	86.089	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	13.106.076	18.793.098	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	72.258	36.067	-	-
Extranjera	Enel Italia SrL.	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	257.559	290.838	-	-
Extranjera	Enel Italia SrL.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	8.214	8.144	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	4.062	8.511	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Matriz Común	Euros	Venta de Gas	Menos de 90 días	-	21.484.590	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Matriz Común	Euros	Derivados de commodities	Menos de 90 días	3.218.940	20.751.714	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	16.994	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH$	Peajes	Menos de 90 días	-	134	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	49.677	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar SpA	Chile	Matriz Común	CH$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	50.594	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar SpA	Chile	Matriz Común	CH$	Peajes	Menos de 90 días	-	35.572	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar SpA	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	19.877	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	41.487	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Peajes	Menos de 90 días	-	425	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	54.638	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	159.354	157.701	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	244.919	215.289	-	-
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	75.956	-	-
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	49.677	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	28.835	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH$	Peajes	Menos de 90 días	-	3.443	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	310.179	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	162.594	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	320.673	47.998	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	116.436	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	96.888	2.068.594	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	432.233	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	493.365	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	13.746	-	-
Extranjero	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	791.622	-	-
Extranjero	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	29.221	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	56.912	15.192	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	980.415	758.841	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	106.476	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	3.327.891	1.487.709	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	54.949	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	272.456	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	46.557	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	205.649	165.875	-	-
76.041.595-5	Aysen Energia S.A	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	8.338	-	-	
76.041.891-9	Aysen Transmision S.A	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	20.233	-	-	
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	17.410	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	262.694	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa IT	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.264.587	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa IT	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.050.932	-	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	82.830	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Chile	Matriz Común	CH$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	10.096	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	357.895	354.283	-	-
Extranjero	Enel Green Power Mexico	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	38.566	152.495	-	-
Extranjero	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	201.810	177.478	-	-
Extranjero	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.443.347	-		
Extranjera	Enel Green Power Brasil	Brasil	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	37.936	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	188.233	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	89.889	-	-	
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	20.430	-	-	-
Extranjera	Enel Generacion Costanera S.A.	Argentina	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	51.391	-	-	-
Extranjera	Enel Generacion El Chocon S.A.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	10.176	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participacoes LTDA.	Brasil	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	45.792	9.188	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participacoes LTDA.	Brasil	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	11.351	-	-	
Extranjera	Enel Finance International NV	Italia	Matriz Común	US$	Prestamo por cobrar (*)	Menos de 90 días	937.140	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	264.289	-	-	-
Extranjera	Energetica Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	528.938	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA (PTY) LTD	South Africa	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	445.241	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America Inc	Estados Unic	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	26.053	-	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.288	-		
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	40.386	796.750	-	-
					Total		30.008.366	71.856.046	-	-

(*) Ver letra d a continuación.

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al Corrientes 30/09/2018 M$	Saldo al Corrientes 31/12/2017 M$	Saldo al No corrientes 30/09/2018 M$	Saldo al No corrientes 31/12/2017 M$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	154.169	277.868	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	68.947	77.680	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	64.050	-	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	13.574	-	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Matriz Común	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	74.740	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.909	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	4.551	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	935.735	4.650	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	912.731	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.228	2.110	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	3.175.956	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Peajes	Menos de 90 días	-	71.648	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	Compra de Gas	Menos de 90 días	18.916.431	8.100.426	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	22.257	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	408.370	214.667	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	749.834	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	35	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	154.972	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	662.471	-	-	-
Extranjera	Enel Italia SRL	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	974.595			-
Extranjera	Enel Italia SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	8.320.859			-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	497.661	3.187.971	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días		-	-	318.518
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	11.286.001	10.501.963	-	-
Extranjera	Enel Energía	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	447.028	348.370	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	CH$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	371.339	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	CH$	Peajes	Menos de 90 días	-	64.484	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	CH$	Peajes	Menos de 90 días	13.887	72.965	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	CH$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	70.984	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	65.829	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH$	Peajes	Menos de 90 días	-	258	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	194.753	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.863.226	924.051	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A. IT	Italia	Matriz Común	Euros	Derivados de commodities	Menos de 90 días	9.574.038	4.184.469	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	2.105.042	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Peajes	Menos de 90 días	-	484	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	10.323.531	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH$	Peajes	Menos de 90 días	-	853	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	90.134	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	77.415	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH$	Dividendos	Menos de 90 días	-	63.543.371	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	4.837.133	1.583.058	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.698.655	-	-	-
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	1.261.153	-	-
Extranjera	Enel Italia SrL.	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	4.591.580	-	-
Extranjera	Enel Italia SrL.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2.089.122	-	-
Extranjero	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	14.113	7.936	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.r.l.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.606.098	-	-	-
Extranjera	Enel MAP	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	919.893	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa IT	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	27.928.459	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa IT	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	7.138.431	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America Inc	Estados Unid	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	141.032	-	-	
Extranjera	Enel Finance International NV	Italia	Matriz Común	US$	Prest. Por pagar (*)	Menos de 90 días	7.751.209	-	426.190.493	
Extranjera	Tecnatom SA	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	43.421			
Extranjera	CESI S.P.A.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	288.458			
Extranjera	Enel X S.R.L	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	40.656	-	-	
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	357.579	-	
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	99.878	-	-
					Total		**110.965.462**	**119.612.972**	**426.190.493**	**318.518**

(*) Ver letra d a continuación.

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	-	10.394.146
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	(122.061)	-
Extranjera	Enel Perú S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	7.408
Extranjera	Enel Perú S.A.C.	Perú	Matriz Común	Gastos financieros	-	(181)
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Gastos financieros	-	(289.817)
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	3.585.981	4.024.528
Extranjera	Codensa	Colombia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	3.977	395.832
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	Gastos financieros	(56)	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	(207.966)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(126.008.435)	(124.933.302)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	225.717	(36.410.642)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	85.274
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(1.954.523)	(7.455.531)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(8.973)	(199.600)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	142.757	273.129
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	18.201	326.389
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	409.823
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	176.867
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Otras prestaciones de servicios	-	129
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	-	(276.124)
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	440.146	-
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	922.915	426.038
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	Gastos financieros	-	(349)
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	62.203	4.984
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Matriz Común	Gastos financieros	(57)	(135)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	-	(1.012.077)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	Compras de Energía	(242.887)	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	(79.327)	16.641
Extranjera	Compañía Energetica Veracruz S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	329.742
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	(13)	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Otros Aprovisionamientos	(748.071)	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Derivados de commodities	7.871.140	9.123.622
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(1.052.840)	(3.195.918)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	63.155	(148.373)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	14.129	26.610
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	(4.325)	212.275
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(3.349.525)	(11.629.735)
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	35.317	66.518
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	(63.086)	144.008
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(2.634.093)	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(4.204.384)	-
Extranjera	CESI S.P.A.	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	(47.315)	-
Extranjera	Enel Italia Servizi	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.208.193)	(229.613)
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(30.205.373)	(74.539.125)
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	25.918	514.291
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	3.531	5.284
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	220.518	415.344
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(4.448.833)	(19.724.629)
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(51)	198
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	38.846	73.167
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	18.960	39.021
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	102.298	170.107
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	93.642	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(14.049)
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	11.488
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	25.632	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participacoes LTDA.	Brasil	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	7.730	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(1.929)	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	33.607	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	39.759	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	48.609	46.557
Extranjera	ENEL FINANCE INTERNATIONAL NV	Estados Unid	Matriz Común	Ingresos financieros	416.307	-
Extranjera	ENEL FINANCE INTERNATIONAL NV	Estados Unid	Matriz Común	Gastos financieros	(15.062.018)	-
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	596	-
Extranjera	ENERGETICA MONZON S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	68.074	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(46.128)	-
Extranjera	Enel Green Power RSA (PTY) LTD	South Africa	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	598	-
Extranjera	Enel Green Power NA, Inc.	Estados Unid	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	(26.667)	-
Extranjera	Enel Map	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(255.856)	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	19.952	115.699
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	165	85
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	35.317	66.518
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(214.455)	(366.104)
Extranjera	Enel Generacion Costanera S.A.	Argentina	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	51.391	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.r.l.	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.351.031)	-
99.577.350-3	Empresa Nacional de Geotermia S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	1.857	-
Extranjera	Enel Green Power Spa IT	Italia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	(2.402.929)	-
Extranjera	Enel Green Power Spa IT	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(2)	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Italia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	10.806	-
Extranjera	Enel Generacion El Chocon S.A.	Argentina	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	10.176	-
				Total	**(181.291.475)**	**(252.523.582)**

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 ejercicios iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

d) Transacciones significativas

i) Enel Chile

- En mayo de 2017, Enel Chile S.A. recibió préstamos de corto plazo de Enel Américas S.A. por M$150.000.000, los cuales fueron amortizados completamente el 25 de mayo de 2017. Dichos préstamos devengaron una tasa de interés de TIP + 0,05% mensual. Al 30 de septiembre de 2018, no había deuda vigente entre Enel Chile S.A. y Enel Américas S.A.

ii) Grupo EGP Chile:

- El 31 de diciembre de 2015, Enel Green Power International B.V. (actualmente Enel Finance International NV) otorgó a Parque Eólico Renaico SpA (actualmente Enel Green Power del Sur SpA) un crédito denominado en dólares estadounidenses por un monto comprometido hasta US$ 650 millones, con una tasa de interés variable de Libor 6M más un margen de 4,94% anual, con pago de interés semestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2027. El crédito permitía a Enel Green Power del Sur SpA hacer indefinidos giros por hasta el monto comprometido hasta el 31 de diciembre de 2017, definido como el período de disponibilidad, durante el cual Enel Green Power del Sur SpA debió pagar una comisión de disponibilidad anual equivalente al 35% del margen sobre el monto no girado. El saldo de la deuda pendiente al 30 de septiembre de 2018 asciende a M$433.941.702 (M$395.899.000 al 31 de diciembre de 2017).

- El 20 de diciembre de 2012, Enel Green Power International B.V. (actualmente Enel Finance International NV) formalizó con Enel Latin América Ltda. (actualmente Enel Green Power Chile) una línea de crédito rotativa denominada en dólares estadounidenses por un monto de hasta US$ 250 millones, con una tasa de interés variable de Libor 3M más un margen de 2,50% anual, con pago de interés trimestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2013. Este contrato ha sido renovado anualmente y durante el primer semestre de 2017, el monto comprometido fue reducido de US$ 800 millones a US$50 millones. El 28 de marzo de 2018, el margen fue reducido a 1,35% anual. Esta línea de crédito no se encontraba utilizada al 30 de septiembre de 2018 ni al 31 de diciembre de 2017. Su fecha de vencimiento es el 31 de diciembre de 2018. Con fecha 10 de octubre de 2018, se puso término anticipado al contrato.

- El 25 de febrero de 2011, Enel Green Power International B.V. (actualmente Enel Finance International NV) formalizó con Enel Latin América Ltda. (actualmente Enel Green Power Chile) un contrato de mandato mercantil mediante el cual podría invertir los fondos y excedentes que esta última genere. La moneda utilizada para los movimientos es el dólar estadounidense. Este contrato establece prorrogas anuales, y ha sido renovado y/o enmendado periódicamente. Las condiciones vigentes del contrato establecen una tasa de interés variable de Libor 1M más un margen de 0,80% anual. El saldo colocado por Enel Green Power Chile al 30 de septiembre de 2018 es de M$937.140 (M$47.950.500 al 31 de diciembre de 2017).

10.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 25 de abril de 2018. En Sesión de Directorio celebrada el mismo día fueron designados los actuales Presidente y Secretario del Directorio.

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 otras transacciones distintas de la remuneración 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 Chile S.A.

Se pagará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y

- 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de dieciséis sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias en el ejercicio correspondiente.

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

En el evento que un Director de Enel Chile S.A. tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o coligadas, o se desempeñara como Director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas, en las cuales Enel Chile S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Chile S.A. y/o de subsidiarias o coligadas, 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, de Enel Chile S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado previa y expresamente como un anticipo de la parte variable de su remuneración a ser pagada por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculados por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

-72 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
-26,4 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de dieciséis sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias en el ejercicio correspondiente.

A continuación se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Chile S.A. al 30 de septiembre de 2018 y 2017:

RUT	Nombre	Cargo	30/09/2018			
			Periodo de desempeño M$	Directorio de Enel Chile M$	Directorio de Filiales M$	Comité de Directores M$
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Presidente	Enero - Septiembre 2018	133.066	-	-
Extranjero	Giulio Fazio	Director	Enero - Septiembre 2018	-	-	-
4.461.192-9	Fernan Gazmuri Plaza	Director	Enero - Septiembre 2018	66.533	-	22.897
4.774.797-K	Pedro Pablo Cabrera Gaete	Director	Enero - Septiembre 2018	66.533	-	22.897
5.672.444-3	Juan Gerardo Jofré Miranda	Director	Enero - Septiembre 2018	66.533	-	22.897
Extranjero	Daniel Caprini (1)	Director	Abril - Septiembre 2018	-	-	-
Extranjero	Salvatore Bernabei	Director	Enero - Septiembre 2018	-	-	-
	TOTAL			332.666	-	68.692

(1) Con fecha 25 de abril de 2018 el Sr. Daniel Caprini asumió como Director en reemplazo del Sr. Vicenzo Ranieri.

RUT	Nombre	Cargo	30/09/2017			
			Periodo de desempeño M$	Directorio de Enel Chile M$	Directorio de Filiales M$	Comité de Directores M$
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Presidente	Enero - Septiembre 2017	131.597	-	-
Extranjero	Giulio Fazio	Director	Enero - Septiembre 2017	-	-	-
4.461.192-9	Fernan Gazmuri Plaza	Director	Enero - Septiembre 2017	65.799	-	20.760
4.774.797-K	Pablo Cabrera Gaete	Director	Enero - Septiembre 2017	65.799	-	20.760
5.672.444-3	Juan Gerardo Jofre Miranda	Director	Enero - Septiembre 2017	65.799	-	20.760
Extranjero	Vincenzo Ranieri	Director	Enero - Septiembre 2017	-	-	-
Extranjero	Salvatore Bernabei	Director	Enero - Septiembre 2017	-	-	-
	TOTAL			328.994	-	62.280

c) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

10.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
Rut	**Nombre**	**Cargo**
Extranjero	Nicola Cotugno (1)	Gerente General
24.950.967-1	Raffaele Grandi (2)	Gerente de Administración, Finanzas y Control
15.307.846-7	José Miranda Montecinos	Gerente de Comunicación
13.903.626-3	Liliana Schnaidt Hagedorn (3)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio
Extranjero	Raffaele Cutrignelli	Gerente de Auditoría Interna
11.625.161-2	Pedro Urzúa Frei	Gerente de Relaciones Institucionales
12.494.825-8	Claudia Navarrete Campos (4)	Gerente de Planificación y Control
13.848.428-9	Alison Dunsmore M. (5)	Gerente de Servicios
25.566.577-4	Juan José Bonilla Andrino	Gerente de Aprovisionamiento
13.686.119-0	Andrés Pinto Bonta	Gerente de Seguridad
23.819.804-6	Antonella Pellegrini	Gerente de Sostenibilidad y Relaciones Comunitarias
25.629.782-5	Mónica De Martino	Gerente de Regulación

(1) Con fecha 27 de septiembre de 2018, el Sr. Nicola Cotugno presentó su renuncia como Gerente General de la Compañía, permaneciendo en sus funciones hasta el día 30 del mismo mes. En misma fecha, 27 de septiembre del presente, el Directorio de Enel Chile designó como nuevo Gerente General de Enel Chile don Paolo Pallotti, quien asumió sus funciones con fecha 1 de octubre de 2018.

(2) Con fecha 27 de septiembre de 2018, el Sr. Raffaele Grandi presentó su renuncia como Gerente de Administración, Finanzas y Control de la Compañía, la que se hará efectiva el 1 de noviembre próximo. En misma fecha, 27 de septiembre del presente, el Directorio de Enel Chile designó como nuevo Gerente de Administración, Finanzas y Control de la Compañía a Marcelo Antonio de Jesus, quien asumirá sus funciones con fecha 1 de noviembre de 2018.

(3) Con fecha 1 de febrero de 2018, la Sra. Liliana Schnaidt H. asumió como Gerente de Recursos Humanos y Organización, en reemplazo del Sr. Alain Rosolino.

(4) Con fecha 1 de agosto de 2018, la Sra. Claudia Navarrete C. asumió como Gerente de Planificación y Control, en reemplazo del Sr. Bruno Stella.

(5) Con fecha 1 de mayo de 2018, la Sra. Alison Dunsmore M. asumió como Gerente de Servicios, en reemplazo del Sr. Francisco Silva B.

10.4 Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Chile, tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. 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 recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

	Saldo al	
	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Remuneración	2.282.078	2.104.735
Beneficios a corto plazo para los empleados	366.971	355.874
Otros beneficios a largo plazo	283.489	33.765
Total	**2.932.538**	**2.494.374**

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

10.5 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enel Chile para el Directorio y personal clave de la gerencia.

11. INVENTARIOS

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

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Suministros para la producción	**18.264.183**	**16.879.260**
Gas	1.360.879	2.301.172
Petróleo	5.692.395	2.593.806
Carbón	11.210.909	11.984.282
Repuestos y otros insumos	14.982.730	12.311.718
Materiales eléctricos	14.103.676	10.495.964
Total	**47.350.589**	**39.686.942**

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 2017, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M$224.455.093 y M$ 259.857.273, respectivamente. Ver nota 27.

El 30 de septiembre de 2018, se ha reconocido provisiones de obsolescencia por M$216.665.

12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Pagos provisionales mensuales	41.429.146	63.942.847
Crédito por utilidades absorbidas	1.824.401	13.433.962
Créditos por gastos de capacitación	166.780	261.000
Otros	-	118.239
Total	**43.420.327**	**77.756.048**

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Impuesto a la renta	2.373.347	67.027.507
Total	**2.373.347**	**67.027.507**

13. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

a) A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos del periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2018 M$	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 30/09/2018 M$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	3.783.316	-	729.638	(1.095.804)	241.847	-	-	3.658.997
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*)	Chile	Peso chileno	0,00%	4.205.233	-	805.391	-	-	-	(5.010.624)	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Peso chileno	50,00%	8.818.759	-	470.145					9.288.904
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso Argentino	0,1153%	105.146	-	7.467	-	(112.912)	-	206.547	206.248
76.364.085-K	Energías Marina SpA.	Chile	Peso chileno	25,00%	-	-	(50.049)	-	-		114.660	64.611
				TOTALES	16.912.454	-	1.962.592	(1.095.804)	128.935	-	(4.689.417)	13.218.760

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2017 M$	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 30/09/2017 M$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	3.982.934	-	841.957	(743.734)	(297.841)	-	-	3.783.316
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*)	Chile	Peso chileno	51,00%	6.441.166	1.943.100	(4.179.033)	-	-	-	-	4.205.233
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Peso chileno	50,00%	8.222.763	-	595.996	-	-	-	-	8.818.759
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso Argentino	0,1153%	91.335	-	44.176	-	(29.198)	(1.490)	323	105.146
				TOTALES	18.738.198	1.943.100	(2.696.904)	(743.734)	(327.039)	(1.490)	323	16.912.454

(*) Ver letra b a continuación.

b) Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (Hydroaysén)

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

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

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

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.

Finalmente con fecha 7 de septiembre de 2018, Centrales Hidroeléctricas de Aysén fue liquidada. Sus activos y pasivos fueron distribuidos a sus accionistas, Enel Generación y Colbún, de acuerdo a sus participaciones de 51% y 49%, respectivamente.

c) Venta GNL Quintero S.A.

Con fecha 9 de junio de 2016, nuestra filial 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).

13.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

A continuación se detalla información financiera al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de septiembre de 2018									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganacia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
GNL Chile S.A.	33,33%	83.006.118	115.846	72.143.876	-	576.965.650	(574.776.517)	2.189.133	725.613	2.914.746

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2017									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganacia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
GNL Chile S.A.	33,33%	71.254.956	148.950	60.052.823	-	687.399.254	(684.873.130)	2.526.124	(24.472)	2.501.652

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

13.3 Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. *		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	
% Participación	**0,0%**	**51,0%**	**50,0%**	**50,0%**
	30/09/2018	**31/12/2017**	**30/09/2018**	**31/12/2017**
	M$		**M$**	
Total de Activos corrientes	-	355.835	8.816.303	7.793.702
Total de Activos no corrientes	-	8.030.172	11.715.707	12.036.201
Total de Pasivos corrientes	-	139.182	235.656	440.426
Total de Pasivos no corrientes	-	-	1.718.550	1.751.963
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	355.446	7.368.907	7.310.296
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.215.023	2.813.493
Otros gastos fijos de explotación	(125.697)	(8.144.855)	(579.270)	(525.471)
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(588.235)	(782.322)
Otras Ganancias	1.704.895	-		-
Ingresos procedentes de intereses		24.829	137.235	-
Gasto por impuestos a las ganancias	-	-	(246.542)	(313.709)
Ganancia (pérdida)	**1.579.198**	**(8.193.671)**	**940.290**	**1.191.991**
Otro resultado integral	-	-	-	-
Resultado integral	**1.579.198**	**(8.193.671)**	**940.290**	**1.191.991**

(*) Ver Nota 13.1b.

No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañías asociadas y negocios conjuntos**.**

14. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Activos intangibles	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Activos Intangibles netos	**105.470.932**	**55.170.904**
Activos Intangibles Identificables, Neto	**105.470.932**	**55.170.904**
Servidumbre y Derechos de Agua	12.620.613	12.608.950
Concesiones	27.622.610	-
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	7.394	-
Programas Informáticos	51.325.148	38.254.793
Otros Activos Intangibles Identificables	13.895.167	4.307.161

Activos intangibles	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Activos Intangibles bruto	**176.495.986**	**118.593.240**
Activos Intangibles Identificables, Bruto	**176.495.986**	**118.593.240**
Servidumbre y Derechos de Agua	14.837.951	14.598.701
Concesiones	31.233.603	-
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	12.484	-
Programas Informáticos	110.083.498	93.260.355
Otros Activos Intangibles Identificables	20.328.450	10.734.184

Activos intangibles	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(71.025.054)**	**(63.422.336)**
Activos Intangibles Identificables	**(71.025.054)**	**(63.422.336)**
Servidumbre y Derechos de Agua	(2.217.338)	(1.989.751)
Concesiones	(3.610.993)	-
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(5.090)	-
Programas Informáticos	(58.758.350)	(55.005.562)
Otros Activos Intangibles Identificables	(6.433.283)	(6.427.023)

La composición y movimientos de los activos intangibles distintos de la plusvalía durante el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de agua M$	Concesiones M$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M$	Programas Informáticos M$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo incial al 01/01/2018	12.608.950	-	-	38.254.793	4.307.161	**55.170.904**
Movimientos en activos intangibles identificables						
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	2.722	(50.666)	12.484	12.686.973	-	**12.651.513**
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	30.077.961	-	2.113.933	9.594.267	**41.786.161**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	403.238	1.325.462	-	2.472.663	-	**4.201.363**
Amortización (1)	(227.587)	(3.610.993)	(5.090)	(3.752.787)	(6.261)	**(7.602.718)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(166.710)**	**(119.154)**	**-**	**(450.427)**	-	**(736.291)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	(119.154)	-	119.154	-	**-**
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(166.710)	-	-	(569.581)	-	**(736.291)**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**11.663**	**27.622.610**	**7.394**	**13.070.355**	**9.588.006**	**50.300.028**
Saldo final al 30/09/2018	**12.620.613**	**27.622.610**	**7.394**	**51.325.148**	**13.895.167**	**105.470.932**

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de agua M$	Concesiones M$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M$	Programas Informáticos M$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo incial al 01/01/2017	12.564.076			27.591.694	4.314.980	**44.470.750**
Movimientos en activos intangibles identificables						
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	295.588	-	-	17.466.436	-	**17.762.024**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	-	-	-	-	(115)	**(115)**
Amortización	-		-	(6.803.337)	(7.704)	**(6.811.041)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(250.714)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(250.714)**
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(250.714)	-	-	-	-	**(250.714)**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**44.874**	-	**-**	**10.663.099**	**(7.819)**	**10.700.154**
Saldo final al 31/12/2017	**12.608.950**	-	**-**	**38.254.793**	**4.307.161**	**55.170.904**

(1) Ver nota 29.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 30 de septiembre de 2018 (Ver nota 3e).

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el Grupo no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

15. PLUSVALÍA

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/01/2017 M$	Incremento/ (Decremento) M$	Saldo Final 31/12/2017 M$	Conbinacion de negocios bajo control común M$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M$	Saldo Final 30/09/2018 M$
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	2.240.478	-	-	2.240.478
Enel Distribución Chile S.A.	Enel Distribución Chile	128.374.362	-	128.374.362	-	-	128.374.362
Enel Generación Chile S.A.	Generación Chile	731.782.459	-	731.782.459	-	-	731.782.459
Gasatacama Chile S.A.	Gasatacama Chile S.A.	24.860.356	-	24.860.356	-	-	24.860.356
Enel Chile S.A	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	-	-	-	17.543.347	1.657.242	19.200.589
Enel Green Power Chile Ltda.	Geotérmica del Norte	-	-	-	65.871	6.223	72.093
Enel Green Power Chile Ltda.	Parque Eólico Talinay Oriente	-	-	-	6.587.064	622.251	7.209.315
Total		**887.257.655**	**-**	**887.257.655**	**24.196.282**	**2.285.715**	**913.739.652**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, 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 30 de septiembre de 2018 (ver nota 3 e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Con fecha 30 de septiembre de 1996, Enel Distribución Chile S.A adquirió el 100 % de la sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda. A la sociedad Inversiones Saint Thomas S.A., compañía no relacionada ni directa ni indirectamente con Enel Distribución Chile S.A.

2.- Enel Distribución Chile S.A.

Durante el mes de noviembre del año 2000, Enersis Américas S.A., en licitación pública a través de un poder comprador, adquirió un 25,4% adicional de participación en Enel Distribución Chile S.A. alcanzando un 99,99 % de la propiedad.

3.- Enel Generación Chile S.A.

Con fecha 11 de mayo de 1999, Enersis Américas S.A. adquirió un 35% adicional de Enel Generación Chile S.A. alcanzando un 60% de la propiedad de la generadora, mediante licitación pública en la Bolsa de Comercio de Santiago y por compra de acciones en Estados Unidos (30% y 5 % respectivamente).

4.- GasAtacama Chile S.A. (ex Inversiones GasAtacama Holding Limitada)

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

5.- GasAtacama Chile S.A (ex Empresa Eléctrica Pangue 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 2 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangue S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

6.- GasAtacama Chile S.A. (ex Compañía Eléctrica San Isidro S.A.)

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 el 25% de la sociedad San Isidro S.A. (Compra de minoritarios).

Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Con fecha 1 de noviembre de 2016 Celta fue fusionada con GasAtacama Chile S.A, siendo esta última sociedad la continuadora legal.

7.- Enel Green Power Chile Ltda.

Con fecha 26 de marzo de 2013, Enel Green Power Chile Ltda. adquirió derechos sociales de Parque Eólico Talinay Oriente S.A..

Con fecha 6 de agosto de 2001, Enel Green Power Chile Ltda. adquirió derechos sociales sobre las compañías Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. y Empresa Eléctrica Puyehue S.A., la cual posteriormente se fusionó con Panguipulli, siendo esta ultima la continuadora legal.

16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**5.139.558.913**	**3.585.687.137**
Construcción en Curso	836.953.215	666.590.543
Terrenos	72.610.531	67.485.380
Edificios	374.678.759	12.793.641
Plantas y Equipos de Generación	3.033.007.147	2.080.903.064
Infraestructura de red	739.890.244	683.120.815
Instalaciones Fijas y Accesorios	64.548.066	56.284.762
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	17.870.951	18.508.932

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**8.484.804.932**	**6.726.796.186**
Construcción en Curso	836.953.215	666.590.543
Terrenos	72.610.531	67.485.380
Edificios	453.986.801	28.382.234
Plantas y Equipos de Generación	5.655.264.672	4.636.175.749
Infraestructura de red	1.282.567.345	1.151.951.280
Instalaciones Fijas y Accesorios	154.659.623	147.450.968
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	28.762.745	28.760.032

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(3.345.246.019)**	**(3.141.109.049)**
Edificios	(79.308.042)	(15.588.593)
Plantas y Equipos de Generación	(2.622.257.525)	(2.555.272.685)
Infraestructura de red	(542.677.101)	(468.830.465)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(90.111.557)	(91.166.206)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(10.891.794)	(10.251.100)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 han sido los siguientes:

Movimientos año 2018		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Infraestructura de red	Instalaciones Fijas y Accesorios	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo al 1 de enero de 2018		666.590.543	67.485.380	12.793.641	2.080.903.064	683.120.815	56.284.762	18.508.932	**3.585.687.137**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	189.202.095	-	926.476	1.464.360	1.679	1.076.384	-	**192.670.994**
	Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	44.088.988	623.052	329.152.208	941.871.560	47.727.579	2.018.760	368.008	**1.365.850.155**
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión	8.710.033	(1.326.851)	29.464.888	82.189.894	4.458.825	599.761	14.954	**124.111.504**
	Depreciación (1)	-	-	(9.235.480)	(107.659.417)	(24.060.533)	(4.744.957)	(640.694)	**(146.341.081)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(87.193.791)**	**5.832.651**	**11.577.026**	**31.669.881**	**29.181.124**	**9.313.358**	**(380.249)**	**-**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(87.193.791)	5.832.651	11.577.026	31.669.881	29.181.124	9.313.358	(380.249)	**-**
	Disposiciones y retiros de servicio	**1.212**	**(3.701)**	**-**	**(1)**	**(516.439)**	**(1)**	**-**	**(518.930)**
	Retiros	1.212	(3.701)	-	(1)	(516.439)	(1)	-	**(518.930)**
	Otros incrementos (disminución)	15.554.135	-	-	2.567.806	(22.806)	(1)	-	**18.099.134**
	Total movimientos	**170.362.672**	**5.125.151**	**361.885.118**	**952.104.083**	**56.769.429**	**8.263.304**	**(637.981)**	**1.553.871.776**
Saldo al 30 de septiembre de 2018		**836.953.215**	**72.610.531**	**374.678.759**	**3.033.007.147**	**739.890.244**	**64.548.066**	**17.870.951**	**5.139.558.913**

Movimientos año 2017		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Infraestructura de red	Instalaciones Fijas y Accesorios	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo al 1 de enero de 2017		688.387.124	66.868.119	13.020.474	2.033.720.809	613.443.219	41.325.699	19.363.190	**3.476.128.634**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	281.007.995	-	-	-	-	2.811.255	-	**283.819.250**
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión	(101.444)	(25.624)	(44.699)	(336.622)	-	(83.651)	-	**(592.040)**
	Depreciación	-	-	(717.851)	(107.292.353)	(32.061.242)	(4.947.361)	(854.258)	**(145.873.065)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(273.509.759)**	**776.933**	**439.284**	**155.711.630**	**99.419.024**	**17.162.888**	**-**	**-**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(273.509.759)	776.933	439.284	155.711.630	99.419.024	17.162.888	-	**-**
	Disposiciones y retiros de servicio	**(30.255.180)**	**(31.447)**	**(154.623)**	**(1.704.924)**	**(1.023.777)**	**15.932**	**-**	**(33.154.019)**
	Disposiciones	(5.099.800)	(31.447)	-	(435.327)	(18.555)	38.212	-	(5.546.917)
	Retiros	(25.155.380)	-	(154.623)	(1.269.597)	(1.005.222)	(22.280)	-	(27.607.102)
	Otros incrementos (disminución)	1.061.807	(102.601)	251.056	804.524	3.343.591	-	-	**5.358.377**
	Total movimientos	**(21.796.581)**	**617.261**	**(226.833)**	**47.182.255**	**69.677.596**	**14.959.063**	**(854.258)**	**109.558.503**
Saldo al 31 de diciembre de 2017		**666.590.543**	**67.485.380**	**12.793.641**	**2.080.903.064**	**683.120.815**	**56.284.762**	**18.508.932**	**3.585.687.137**

(1) Ver nota 29.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M$192.670.994 al 30 de septiembre de 2018 (M$283.819.250 al 31 de diciembre de 2017). En el negocio de generación 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$97.944.714 al 30 de septiembre de 2018 (M$102.515.924 al 31 de diciembre de 2017), mientras que en el negocio de distribución las inversiones principales son las extensiones y las inversiones en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M$46.456.376 al 30 de septiembre de 2018 (M$79.028.802 al 31 de diciembre de 2017). Para el caso del Grupo Enel Chile, los principales proyectos corresponden al de Cerro Pabellón y Renaico por M$2.360.416 y M$2.227.380 al 30 de septiembre de 2018 pertenecientes a las filiales Geotérmica del Norte S.A. y Enel Green Power del Sur SpA., respectivamente.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M$3.957.960 al 30 de septiembre de 2018, (M$2.566.472, al 30 de septiembre de 2017) (ver Nota 32). La tasa promedio de financiamiento varió en un rango comprendido entre 7,01% y 6,63% al 30 de septiembre de 2018 (6,63% y 7,55% al 30 de septiembre de 2017).

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M$12.648.629 al 30 de septiembre de 2018 (M$ 9.462.386 al 30 de septiembre de 2017).

c) Arrendamiento financiero

Al 30 de septiembre de 2018 las propiedades, plantas y equipos incluyen M$17.870.951 (M$18.508.932 al 31 de diciembre 2017) correspondiente 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:

	30/09/2018			31/12/2017		
	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$
Menor a un año	2.641.680	614.673	2.027.007	2.459.000	659.212	1.799.788
Entre un año y cinco años	7.925.040	888.185	7.036.855	9.836.000	1.244.808	8.591.192
Más de cinco años	5.363.177	171.468	5.191.709	4.377.544	159.610	4.217.934
Total	**15.929.897**	**1.674.326**	**14.255.571**	**16.672.544**	**2.063.630**	**14.608.914**

Los activos en leasing, provienen principalmente de un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre Enel Generación Chile S.A. y Transelec S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados Consolidados al 30 de septiembre de 2018 y 2017 incluyen M$3.452.897 y M$2.328.844, respectivamente, correspondientes al devengo de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Menor a un año	2.606.403	4.622.605
Entre un año y cinco años	11.427.458	9.006.627
Más de cinco años	1.678.029	1.345.183
Total	**15.711.890**	**14.974.415**

e) Otras informaciones

i) El Grupo mantenía al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M$248.565.797 y M$376.627.392, respectivamente.

ii) Al 30 de septiembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, Enel Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos.

iii) El Grupo y sus entidades consolidadas tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (M$ 766.072.400) para el caso de las generadoras y de MM€$50 (M$38.303.620) para las distribuidoras, 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 MM€500 (M$383.036.200). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

iv) La situación de determinados activos, de nuestra filial Enel Generación Chile S.A., 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, Enel Generación Chile S.A. registró en el ejercicio 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M$43.999.600, vigente a la fecha.

v) Al cierre del ejercicio 2014, Enel Generación Chile S.A. 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 S.A. decidió detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad (ver nota 3.e).

vi) Al cierre del ejercicio 2012, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (“CELTA”, sociedad fusionada por Gas Atacama Chile el 1 de noviembre de 2016) registró una pérdida por deterioro por M$ 12.578.098, con el propósito de ajustar el valor libro de ciertos activos específicos que operan en el SING a su valor recuperable.

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

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

Por lo anterior, se configuraron condiciones que permitieron reversar al 31 de diciembre de 2015 la pérdida por deterioro antes indicada. Lo anterior se fundamenta, entre otros aspectos, por la generación de valor que origina el proyecto de interconexión entre el SIC y SING que se prevé estará operativo en 2019, gracias a una mejor utilización de reservas, ampliación del mercado potencial para los activos específicos deteriorados y disminución del riesgo global del portafolio. Los efectos de la interconexión están considerados en las proyecciones a cinco años que utiliza la compañía para realizar las pruebas de deterioro (ver nota 3.e).

vii) 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.

viii) Como parte de su estrategia de sostenibilidad y relaciones comunitarias, Enel Generación Chile ha decidido 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 contemple 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 compete sólo al proyecto central Neltume y no al proyecto de transmisión, el que sigue 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 un pérdida de M$2.706.830, asociada al castigo de ciertos activos relacionados con el Estudio de Impacto Ambiental que ha sido 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$ 21.975.641, 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.

ix) El 31 de agosto de 2016, Enel Generación Chile S.A. 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 (ver nota 29).

x) Al cierre del ejercicio 2016, Enel Generación Chile registró una provisión de 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 la inversión capitalizada en dos proyectos térmicos que hasta la fecha mantenía en su cartera. Estos son los proyectos Tames 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, la compañía registró una provisión de M$$2.244.900 por concepto de multas que deberá 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.

17. PROPIEDAD DE INVERSIÓN

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el periodo 2018 y ejercicio 2017 ha sido el siguiente:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	Propiedades de Inversión, Bruto M$	Depreciación Acumulada y Deterioro M$	Propiedades de Inversión, Neto M$
Saldo al 1 de enero de 2017	**8.938.662**	**(810.140)**	**8.128.522**
Gasto por depreciación	-	(22.465)	(22.465)
Otro incremento (decremento)	250.715	-	250.715
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**9.189.377**	**(832.605)**	**8.356.772**
Gasto por depreciación	-	(14.638)	(14.638)
Saldo al 30 de septiembre de 2018	**9.189.377**	**(847.243)**	**8.342.134**

Durante el periodo 2018 y 2017 no se han producido ventas de inmuebles.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de la inversión al 30 de septiembre de 2018 ascendió a M$9.474.129. Este valor fue determinado sobre la base de tasaciones independientes.

Los datos de entrada utilizados en esta valoración son considerados de Nivel 3 a efectos de la jerarquía de valor razonable.

Al 30 de septiembre de 2018, el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes.

La jerarquía de los valores razonables de las propiedades de inversión es la siguiente:

	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Propiedades de Inversión	-	-	9.474.129

Ver Nota 3.h.

El detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión por el ejercicio terminado al 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión	Saldo al 30/09/2018 M$	 30/09/2017 M$
Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión	151.994	100.749
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos	(33.860)	(46.822)
Total	**118.134**	**53.927**

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representan obligaciones futuras para el Grupo al 30 de septiembre de 2018.

El Grupo tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de sus inversiones inmobiliarias, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

18. IMPUESTOS A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS

a. Impuestos a las ganancias

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el Estado de Resultados Integrales Consolidado, correspondiente al periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 2017:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(64.820.192)	(128.676.045)
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(6.797.850)	(1.108.143)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (Impuestos de coberturas)	(31.446.365)	11.996.893
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(103.064.407)**	**(117.787.295)**
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	9.493.426	725.957
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	4.823.985	-
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**14.317.411**	**725.957**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	**(88.746.996)**	**(117.061.338)**

A continuación se presenta la conciliación de la tasa impositiva al 30 de septiembre de 2018 y 2017:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	30/09/2018 M$	Tasa	30/09/2017 M$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**337.068.602**		**477.162.831**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(27,00%)**	(91.008.522)	**(25,50%)**	(121.676.520)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	0,05%	157.351	0,05%	256.674
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	0,61%	2.062.981	1,77%	8.458.137
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(2,46%)	(8.276.973)	(2,30%)	(10.990.947)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	(2,02%)	(6.797.850)	(0,23%)	(1.108.143)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	1,43%	4.823.985	-	-
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	3,05%	10.292.032	1,68%	7.999.461
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	**0,67%**	**2.261.526**	**0,97%**	**4.615.182**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**(26,33%)**	**(88.746.996)**	**(24,53%)**	**(117.061.338)**

Las principales diferencias temporales se encuentran a continuación.

b. Impuestos diferidos

El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 son:

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		30/09/2018		31/12/2017	
		Activos M$	Pasivos M$	Activos M$	Pasivos M$
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a:	Depreciaciones	8.662.272	(349.161.018)	162.315	(263.847.598)
	Obligaciones por beneficios post-empleo	6.154.193	(337.178)	6.336.920	(364.925)
	Pérdidas fiscales	89.616.167	-	9.536.102	-
	Provisiones	**48.146.373**	-	39.890.472	-
	Provision Desmantelamiento	19.385.925	-	17.411.395	-
	Provisión Contingencias Civiles	3.850.468	-	3.762.772	-
	Provisión Contingencias Trabajadores	326.421	-	5.989	-
	Provisión cuentas incobrables	13.394.784	-	11.976.401	-
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	5.479.072	-	6.497.206	-
	Otras Provisiones	5.709.703	-	236.709	-
	Otros Impuestos Diferidos	**9.312.398**	**(15.694.787)**	**49.635.500**	**(10.734.675)**
	Activación de Gastos Financieros	-	(9.876.697)	-	(4.780.923)
	Impuestos por Recuperar		-	10.491.314	-
	Inversiones contabilizadas por el método de la participación - Hidroaysen	-	-	30.938.736	-
	Otros Impuestos Diferidos	9.312.398	(5.818.090)	8.205.450	(5.953.752)
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación		**161.891.403**	**(365.192.983)**	**105.561.309**	**(274.947.198)**
Compensación de activos / (pasivos por impuestos diferidos)		(113.127.676)	113.127.676	(102.723.517)	102.723.517
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación		**48.763.727**	**(252.065.307)**	**2.837.792**	**(172.223.681)**

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		Saldo neto al 1 de enero de 2018	Aplicación inicial IFRS 9 y NIC 29	Saldo neto reexpresado al 1 de enero de 2018	Movimientos					Saldo neto al 30 de septiembre de 2018
					Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a:	Depreciaciones	(263.685.283)	(213.440)	(263.898.723)	2.415.186	-	(74.336.810)	(6.506.475)	1.828.076	**(340.498.746)**
	Obligaciones por beneficios post-empleo	5.971.995	6.619	5.978.614	(161.599)	-	-	-	-	**5.817.015**
	Pérdidas fiscales	9.536.102	-	9.536.102	44.963.012	-	32.058.723	3.054.331	3.999	**89.616.167**
	Provisiones	**39.890.472**	**1.186.171**	**41.076.643**	**(1.811.642)**	**-**	**5.183.878**	**(40.569)**	**3.738.063**	**48.146.373**
	Provision Desmantelamiento	17.411.395	-	17.411.395	231.432	-	1.707.519	29.677	5.902	**19.385.925**
	Provisión Contingencias Civiles	3.762.772	-	3.762.772	87.696	-	-	-	-	**3.850.468**
	Provisión Contingencias Trabajadores	5.989	-	5.989	305.876	-	8.016	6.540	-	**326.421**
	Provisión cuentas incobrables	11.976.401	1.186.171	13.162.572	229.541	-	3.529	1.836	(2.694)	**13.394.784**
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	6.497.206	-	6.497.206	(1.183.796)	-	70.795	13.533	81.334	**5.479.072**
	Otras Provisiones	236.709		236.709	(1.482.391)	-	3.394.019	(92.155)	3.653.521	**5.709.703**
	Otros Impuestos Diferidos	**38.900.825**	**-**	**38.900.825**	**(31.087.546)**	**145**	**-**	**(84.896)**	**(14.110.917)**	**(6.382.389)**
	Activación de Gastos Financieros	(4.780.923)	-	(4.780.923)	(5.094.460)	-	-	-	(1.314)	**(9.876.697)**
	Impuestos por Recuperar	10.491.314	-	10.491.314	-	-	-	-	(10.491.314)	**-**
	Inversiones contabilizadas por el método de la participación - Hidroaysen	30.938.736	-	30.938.736	(30.938.736)	-	-	-	-	**-**
	Otros Impuestos Diferidos	2.251.698	-	2.251.698	4.945.650	145	-	(84.896)	(3.618.289)	**3.494.308**
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos		**(169.385.889)**	**979.350**	**(168.406.539)**	**14.317.411**	**145**	**(37.094.209)**	**(3.577.609)**	**(8.540.779)**	**(203.301.580)**

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		Saldo neto al 1 de enero de 2017	Movimientos					Saldo neto al 31 de diciembre de 2017
			Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
		M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a:	Depreciaciones	(240.908.311)	(22.836.691)	-	-	61.222	(1.503)	**(263.685.283)**
	Obligaciones por beneficios post-empleo	6.215.828	976.808	(463.556)	-	-	(757.085)	**5.971.995**
	Pérdidas fiscales	11.911.396	(2.375.294)	-	-	-	-	**9.536.102**
	Provisiones	**36.443.610**	**2.940.867**	**-**	**-**	**-**	**505.995**	**39.890.472**
	Provision Desmantelamiento	15.605.650	1.805.745	-	-	-	-	**17.411.395**
	Provisión Contingencias Civiles	1.433.216	2.329.556	-	-	-	-	**3.762.772**
	Provisión Contingencias Trabajadores	-	5.989	-	-	-	-	**5.989**
	Provisión cuentas incobrables	10.812.893	1.163.508	-	-	-	-	**11.976.401**
	Provisión cuentas de Recursos Humanos	6.675.436	(81.698)	-	-	-	(96.532)	**6.497.206**
	Otras Provisiones	1.916.415	(2.282.233)	-	-	-	602.527	**236.709**
	Otros Impuestos Diferidos	**8.769.200**	**25.965.730**	**(497)**	**-**	**(28.356)**	**4.194.748**	**38.900.825**
	Impuestos por recuperar	(5.101.367)	320.444	-	-	-	-	**(4.780.923)**
	Ingresos Diferidos	10.295.696	-	-	-	-	195.618	**10.491.314**
	Inversiones contabilizadas por el método de la participación - Hidroaysen	-	30.938.736	-	-	-	-	**30.938.736**
	Otros Impuestos Diferidos	3.574.871	(5.293.450)	(497)	-	(28.356)	3.999.130	**2.251.698**
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos		**(177.568.277)**	**4.671.420**	**(464.053)**	**-**	**32.866**	**3.942.155**	**(169.385.889)**

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

c. Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a perdidas tributarias por un monto de M$3.944.160 ($0 al 31 de diciembre de 2017) (Ver Nota 3.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en entidades consolidadas y en determinados negocios conjuntos, el Grupo no ha reconocido impuestos diferidos de pasivo asociados con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas entidades consolidadas 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 pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2018 asciende a M$822.272.132 (M$1.143.608.396 al 31 de diciembre de 2017). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos en relación con las diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en entidades consolidadas y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 30 de septiembre de 2018, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a M$724.307.735 (M$257.883.751 al 31 de diciembre de 2017).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarías de cada país. 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 períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación, corresponden a los años 2015 al 2017.

La sociedad Enel Chile, comenzó su existencia el 1 de marzo de 2016, por lo tanto, el periodo tributario, potencialmente sujeto a verificación, corresponden a los años 2016 al 2017.

Debido a las 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, el 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 y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios del Grupo como a las participaciones no controladoras al 30 de septiembre de 2018 y 2017:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de septiembre de 2018			30 de septiembre de 2017		
	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 medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.763)	475	(1.288)	4.263	(1.151)	3.112
Cobertura de Flujo de Efectivo	(109.652.386)	30.318.142	(79.334.244)	48.680.977	(14.042.165)	34.638.812
Diferancias de cambio por conversion	64.835.697	-	64.835.697	(1.957.896)	-	(1.957.896)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	-	-	-	2.244.029	(605.888)	1.638.141
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(44.818.452)	30.318.617	(14.499.835)	**48.971.373**	**(14.649.204)**	**34.322.169**

A continuación se presenta cuadro de conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance e impuestos a las ganancias en resultados integrales al 30 de septiembre de 2018 y 2017:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	30 de septiembre de 2018 M$	30 de septiembre de 2017 M$
Balance: Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	**145**	**(1.151)**
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	30.318.142	(14.042.165)
Impuestos diferidos sobre otros movimientos	330	-
Patrimonio: Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**30.318.617**	**(14.043.316)**

d. En Chile, 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 establece la sustitución del sistema tributario actual, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado.

La misma Ley establece 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 establece que a las sociedades anónimas se le aplicará 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 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30/09/2018		31/12/2017	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos que devengan intereses	398.322.213	1.648.359.357	17.255.692	760.932.929
Instrumentos derivados de cobertura (*)	7.409.651	41.351.876	304.278	21.045.216
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	-	-	1.255.478	-
Total	**405.731.864**	**1.689.711.233**	**18.815.448**	**781.978.145**

(*) Ver nota 21.a
(**) Ver nota 21.2.b

19.1 Préstamos que devengan intereses

El detalle de la clasificación corriente y no corriente de este rubro al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	30/09/2018		31/12/2017	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos que Devengan Intereses	**398.322.213**	**1.648.359.357**	**17.255.692**	**760.932.929**
Préstamos bancarios	355.151.177	218.263.666	122	-
Obligaciones con el público no garantizadas	41.144.028	1.417.867.128	15.455.782	748.123.803
Arrendamiento financiero	2.027.008	12.228.563	1.799.788	12.809.126
Total	**398.322.213**	**1.648.359.357**	**17.255.692**	**760.932.929**

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	30/09/2018						
					Vencimiento		Total Corriente M$	Vencimiento			Total No Corriente M$
					Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$		Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	
Chile	US$	3,51%	3,51%	No	1.381.655	67.516.861	68.898.516	-	99.210.756	119.052.910	218.263.666
Chile	Ch$	4,71%	4,30%	No	101.362	286.151.299	286.252.661	-	-	-	-
				Total	**1.483.017**	**353.668.160**	**355.151.177**	**-**	**99.210.756**	**119.052.910**	**218.263.666**

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	31/12/2017						
					Vencimiento		Total Corriente M$	Vencimiento			Total No Corriente M$
					Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$		Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	
Chile	Ch$	6,00%	6,00%	No	122	-	122	-	-	-	-
				Total	**122**	**-**	**122**	**-**	**-**	**-**	**-**

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2018 es M$570.677.309. Las técnicas de valoración utilizadas para esta valoración han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (Ver Nota 3.h).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

En anexo N° 1, letra a), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los Préstamos bancarios arriba mencionados.

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	30/09/2018									31/12/2017								
										Corriente M$			No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco de Crédito e Inversiones	Chile	Ch$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13	-	13	-	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander	Chile	Ch$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	3	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	4	-	4	-	-	-	-	-	-	12	-	12	-	-	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander-Chile	Chile	Ch$	3,85%	3,17%	Al Vencimiento	101.355	88.446.914	88.548.269	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco de Chile	Chile	Ch$	3,85%	3,17%	Al Vencimiento	-	98.852.194	98.852.194	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	97.018.000-1	Scotiabank Chile	Chile	Ch$	3,85%	3,17%	Al Vencimiento	-	98.852.191	98.852.191	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	97.080.000-k	BBVA	Chile	US$	4,14%	4,14%	Al Vencimiento	-	66.216.617	66.216.617	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	97.080.000-k	BBVA	Chile	US$	4,17%	4,17%	Al Vencimiento	-	1.186.151	1.186.151	-	99.210.756	-	-	-	99.210.756	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	59.054.440-k	INTER-AMERICAN INVESTMENT CORPORATION	E.E.U.U.	US$	1,50%	1,50%	Al Vencimiento	-	114.093	114.093	-	-	19.842.153	-	-	19.842.153	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96.524.140-k	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	97.080.000-k	BBVA	Chile	US$	4,25%	4,25%	Al Vencimiento	1.381.655	-	1.381.655	-	-	99.210.757	-	-	99.210.757	-	-	-	-	-	-	-	-	-
					Totales					1.483.017	353.668.160	355.151.177	-	99.210.756	119.052.910	-	-	218.263.666	122	-	122	-	-	-	-	-	-

19.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	Garantía	30/09/2018								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	US$	6,59%	6,49%	No	14.866.788	2.716.700	17.583.488	-	-	-	-	1.107.873.752	1.107.873.752
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	No	8.280.161	15.280.379	23.560.540	30.560.758	30.560.758	30.560.758	30.560.758	187.750.344	309.993.376
				Total	**23.146.949**	**17.997.079**	**41.144.028**	**30.560.758**	**30.560.758**	**30.560.758**	**30.560.758**	**1.295.624.096**	**1.417.867.128**

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	Garantía	31/12/2017								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	US$	6,99%	6,90%	No	6.322.081	2.206.269	8.528.350	-	-	-	-	430.228.859	430.228.859
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	No	-	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**

- Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	30 de septiembre de 2018									31 de diciembre de 2017								
										Corriente M$			No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
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	-	1.784.579	1.784.579	-	-	-	-	135.212.574	135.212.574	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	-	570.673	570.673	-	-	-	-	45.697.700	45.697.700	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	-	361.448	361.448	-	-	-	-	21.305.809	21.305.809	841.132	-	841.132	-	-	-	-	19.398.499	19.398.499
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Única 24296	E.E.U.U.	US$	4,32%	4,25%	No	5.208.145	-	5.208.145	-	-	-	-	260.763.857	260.763.857	-	2.206.269	2.206.269	-	-	-	-	242.361.551	242.361.551
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	4.552.105	2.845.175	7.397.280	5.690.350	5.690.350	5.690.350	5.690.350	15.489.519	38.250.919	-	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	97.004.000-5	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	3.728.056	12.435.204	16.163.260	24.870.408	24.870.408	24.870.408	24.870.408	172.260.825	271.742.457	-	553.381	553.381	-	-	-	-	264.726.356	264.726.356
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica	E.E.U.U.	US$	5,03%	4,88%	No	9.658.643	-	9.658.643	-	-	-	-	644.893.812	644.893.812	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Totales Bonos No Garantizados						23.146.949	17.997.079	41.144.028	30.560.758	30.560.758	30.560.758	30.560.758	1.295.624.096	1.417.867.128	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

19.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente al 30 de septiembre de 2018 asciende a M$1.652.874.177. Para el periodo, en consideración a los datos de entrada utilizados en esta valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 g.4).

19.4 Obligaciones por arrendamiento financiero

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

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	30-09-2018									31-12-2017								
								Corriente M$			No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	76.555.400-4	Transelec S.A.	Chile	US$	6,50%	502.701	1.524.307	2.027.008	2.508.273	2.193.018	2.335.564	5.191.708	-	12.228.563	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
				Totales Leasing				502.701	1.524.307	2.027.008	2.508.273	2.193.018	2.335.564	5.191.708	-	12.228.563	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

19.5 Deuda de cobertura

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 30 de septiembre de 2018, M$1.133.991.992 (M$440.823.086 al 31 de diciembre de 2017) están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota 3.g.5).

El movimiento al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(27.168.007)	(52.747.645)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(60.483.727)	17.321.594
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	13.001.726	8.258.044
Otros (OPA 33,57% 02.04.2018 sobre Enel Generación Chile)	(11.028.906)	-
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	**(85.678.914)**	(27.168.007)

19.6 Otros aspectos

Al 30 de septiembre de 2018 el Grupo tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional, por M$132.084.000 (M$199.271.103 al 31 de diciembre de 2017).

19.7 Flujos futuros de deuda no descontados.

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

a) Préstamos Bancarios

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2018	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2018	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2017
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses 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$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses 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$	3,51%	2.339.047	73.157.646	**75.496.693**	6.668.116	103.513.536	100.318.166	19.893.002	-	**230.392.820**	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	Ch$	4,30%	2.365.522	293.707.868	**296.073.390**	-	-	-	-	-	-	122	-	**122**	-	-	-	-	-	-
Totales			**4.704.569**	**366.865.514**	**371.570.083**	**6.668.116**	**103.513.536**	**100.318.166**	**19.893.002**	**-**	**230.392.820**	**122**	**-**	**122**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

b) Obligaciones garantizadas y no garantizadas

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2018	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2018	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2017
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses 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$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses 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$	6,49%	15.467.106	46.401.317	**61.868.423**	61.868.424	61.868.424	61.868.424	61.868.424	1.553.419.959	**1.800.893.655**	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%	9.405.242	34.559.434	**43.964.676**	54.241.498	51.828.743	49.415.986	47.003.229	242.505.072	**444.994.528**	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**
Totales			**24.872.348**	**80.960.751**	**105.833.099**	**116.109.922**	**113.697.167**	**111.284.410**	**108.871.653**	**1.795.925.031**	**2.245.888.183**	**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**

c) Arrendamientos financieros

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2018	Vencimiento					Total Corriente al 30/06/2018	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017	Vencimiento					Total Corriente al 31/12/2017
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses 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$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses 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$	6,5%	724.087	2.171.033	**2.895.120**	2.891.720	2.888.100	2.884.245	5.527.992	-	**14.192.057**	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**
Totales			**724.087**	**2.171.033**	**2.895.120**	**2.891.720**	**2.888.100**	**2.884.245**	**5.527.992**	**-**	**14.192.057**	**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. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Chile 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 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.

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

	30-09-2018 %	31-12-2017 %
Tasa de interés fija	69%	92%

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

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, el Grupo Enel Chile busca 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 para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

20.3 Riesgo de commodities

El Grupo Enel 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 mercados locales.

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 30 de septiembre de 2018 había operaciones vigentes por 144 kTon de API2 a liquidarse de octubre a diciembre 2018 y 120 kTon de API2 a liquidarse en 2019, por 108 kBbl de Brent a liquidarse en el período octubre - diciembre 2018 y 97 kBbl de Brent a liquidarse en 2019, por 100 kTon de BCI7 a liquidarse de octubre a diciembre 2018 y por 2.1 TBtu de HH a liquidarse de octubre a diciembre de 2018 y 3.8 TBtu de HH a liquidarse en 2019.

Al 31 de diciembre de 2017 había operaciones 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 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 30 de septiembre de 2018, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de M$199.418.835 en efectivo y medios equivalentes y M$ 132.084.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de M$ 419.456.026 en efectivo y 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 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. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos contratos con clientes libres, 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.

En el caso de nuestra empresa de distribución de electricidad, el corte de suministro, es una potestad de la compañía ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

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 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$304.629.002.

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 de activo por naturaleza y categoría

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

	30/09/2018			
	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	355.603	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	447.977.089	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	5.985.186
Otros activos financieros	1.420.898	187.708	863.334	-
Total Corriente	**1.776.501**	**448.164.797**	**863.334**	**5.985.186**
Instrumentos de patrimonio	2.326.481	-	26.531	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	41.089.123	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	44.472.380
Total No Corriente	**2.326.481**	**41.089.123**	**26.531**	**44.472.380**
Total	**4.102.982**	**489.253.920**	**889.865**	**50.457.566**

	31/12/2017			
	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$**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	463.197.062	-	-
Instrumentos derivados	402.716	-	-	20.038.433
Otros activos financieros	9.940.955	185.913	5.742.633	-
Total Corriente	**10.343.671**	**463.382.975**	**5.742.633**	**20.038.433**
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.628.501	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	36.182.399	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	30.789.703
Total No Corriente	**-**	**36.182.399**	**2.628.501**	**30.789.703**
Total	**10.343.671**	**499.565.374**	**8.371.134**	**50.828.136**

El valor en libros de las cuentas por cobrar y por pagar comerciales se aproxima a su valor razonable.

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

	30/09/2018			
	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	-	398.322.213	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	441.750.781	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	7.409.651
Otros pasivos de carácter financiero	77.514	-	2.772.358	-
Total Corriente	**77.514**	**840.072.994**	**2.772.358**	**7.409.651**
Préstamos que devengan interés	-	1.648.359.357	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	428.686.071	-	-
Instrumentos derivados	-	-		41.351.876
Total No Corriente	**-**	**2.077.045.428**	**-**	**41.351.876**
Total	**77.514**	**2.917.118.422**	**2.772.358**	**48.761.527**

	31/12/2017			
	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	-	17.255.692	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	669.753.051	-	-
Instrumentos derivados	1.255.478	-	-	304.278
Otros pasivos de carácter financiero	889.026	-	-	
Total Corriente	**2.144.504**	**687.008.743**	**-**	**304.278**
Préstamos que devengan interés	-	760.932.929	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	978.342	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	21.045.216
Total No Corriente	**-**	**761.911.271**	**-**	**21.045.216**
Total	**2.144.504**	**1.448.920.014**	**-**	**21.349.494**

21.2 Instrumentos derivados

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

El Grupo 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 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 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:

	30/09/2018				31/12/2017			
	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 interés:	**1.310.509**	**6.272.612**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cobertura flujos de caja	1.310.509	6.272.612	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	**4.674.677**	**38.199.768**	**7.409.651**	**41.351.876**	**20.038.433**	**30.789.703**	**304.278**	**21.045.216**
Cobertura de flujos de caja	4.674.677	38.199.768	7.409.651	41.351.876	20.038.433	30.789.703	304.278	21.045.216
TOTAL	**5.985.186**	**44.472.380**	**7.409.651**	**41.351.876**	**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 de 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	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 30-09-2018 M$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2017 M$	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	7.583.121	7.696.061	Flujo de caja
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos) (*)	(4.368.109)	-	Flujo de caja
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	(1.518.973)	21.782.581	Flujo de caja

(*) Ver Nota 20.2.

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre de 2018 el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

El Grupo no estableció relaciones de cobertura de valor razonable para ninguno de los ejercicios presentados.

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

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, se reconocieron activos y pasivos en el estado de situación financiera producto de las operaciones de derivados financieros que se registran a valor razonable con cambios en resultados. Los montos se detallan a continuación:

	30/09/2018		31/12/2017	
	Activo Corrientes M$	Pasivos Corrientes M$	Activos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$
Instrumentos derivados de no cobertura	-	-	402.716	1.255.478
TOTAL	**-**	**-**	**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 NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”.

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

Derivados financieros	30/09/2018						
	Valor razonable	Valor nocional					
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Cobertura de tipo de interés:	**7.583.121**	**66.042.000**	**-**	**99.063.000**	**99.063.000**	**-**	**264.168.000**
Cobertura de flujos de caja	7.583.121	66.042.000	-	99.063.000	99.063.000	-	264.168.000
Cobertura de tipo de cambio:	**(5.887.082)**	**431.254.261**	**573.296.215**	**-**	**-**	**-**	**1.004.550.476**
Cobertura de flujos de caja	(5.887.082)	431.254.261	573.296.215	-	-	-	1.004.550.476
TOTAL	**1.696.039**	**497.296.261**	**573.296.215**	**99.063.000**	**99.063.000**	**-**	**1.268.718.476**

Derivados financieros	31/12/2017						
	Valor razonable	Valor nocional					
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	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
Deivados 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 nota 3.h.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	30/09/2018 M$	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	50.457.566	-	50.457.566	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	1.420.898	-	1.420.898	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	863.334	-	863.334	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	26.531	26.531	-	-
Total	**52.768.329**	**26.531**	**52.741.798**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	48.761.527	-	48.761.527	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	77.514	-	77.514	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	2.772.358	-	2.772.358	-
Total	**51.611.399**	**-**	**51.611.399**	**-**

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	31/12/2017 M$	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	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	33.158	33.158	-	-
Total	**66.947.598**	**33.158**	**66.914.440**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	21.349.494	-	21.349.494	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	1.255.478	-	1.255.478	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	889.026	-	889.026	-
Total	**23.493.998**	**-**	**23.493.998**	**-**

21.3.1 Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica con nivel 3

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, no existen instrumentos financieros medidos a valor razonable clasificados en nivel 3.

22. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
			Uno a cinco años	
	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017
Acreedores comerciales	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**
Proveedores por compra de energía (*)	71.086.038	172.042.187	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	23.619.218	13.300.051	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	187.620.181	170.859.517	6.695.454	4.485
Cuentas por pagar por compra de activos	31.839.665	71.248.286	2.007.182	-
Sub total	**314.165.102**	**427.450.041**	**8.702.636**	**4.485**
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	4.581.343	95.150.149	-	-
Depósitos en Garantías	376.405	402.107	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	19.586.607	17.648.643	-	-
IVA Debito Fiscal	58.617.246	25.766.224	-	-
Cuentas por pagar al personal	30.240.893	27.466.888	-	-
Otras cuentas por pagar	1.459.694	614.554	481.144	655.339
Sub total	**114.862.188**	**167.048.565**	**481.144**	**655.339**
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**429.027.290**	**594.498.606**	**9.183.780**	**659.824**

(*) Enel Distribución Chile S.A., al 30 de septiembre de 2018 ha reconocido una provisión de menores costos por M$4.502.117 (M$4.501.709 por el ejercicio 2017), producto de retrasos en la publicación de los decretos de precio nudo de corto plazo (PNCP), decretos de Precio Nudo Promedio (PNP), Reliquidaciones de Cargo Único y otros cargos regulados, en consistencia con los decretos de tarifas de los distintos segmentos de transmisión y distribución del Ministerio de Energía.

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

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 se expone en Anexo 3.

23. PROVISIONES

a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Por reclamaciones legales	3.856.075	3.497.786	14.260.992	13.936.190
Por desmantelamiento o restauración (1)	-	-	75.379.882	64.486.647
Otras provisiones	2.177.636	2.138.385	-	-
Total	**6.033.711**	**5.636.171**	**89.640.874**	**78.422.837**

(1) Ver nota 3.a.

Las provisiones por desmantelamientos se originan por el hecho que, considerando la nueva institucionalidad ambiental en Chile, durante el último tiempo se han venido aclarando los alcances de los derechos y obligaciones asociadas a las licencias ambientales. En función de lo anterior, las provisiones se han ido ajustando para reflejar la mejor estimación a la fecha de cierre de los estados financieros.

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.

El movimiento de las provisiones por el ejercicio terminado al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales M$	Por Desmantelamiento o Restauración M$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones M$	Total M$
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 1 de enero de 2018	**17.433.976**	**64.486.647**	**2.138.385**	**84.059.008**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	2.185.059	8.272.612	39.251	10.496.922
Provisión Utilizada	(308.224)	-	-	(308.224)
Reversión de Provisión No Utilizada	(1.139.223)	-	-	(1.139.223)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo (1)	-	1.912.943	-	1.912.943
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(54.521)	707.680	-	653.159
Total Movimientos en Provisiones	**683.091**	**10.893.235**	**39.251**	**11.615.577**
Saldo al 30 de septiembre de 2018	**18.117.067**	**75.379.882**	**2.177.636**	**95.674.585**

Provisiones	Por Reclamaciones Legales M$	Por Desmantelamiento o Restauración M$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones M$	Total M$
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 1 de enero de 2017	**10.002.785**	**57.798.702**	**1.798.953**	**69.600.440**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (2)	12.159.920	4.340.858	339.432	16.840.210
Provisión Utilizada	(2.995.017)	-	-	(2.995.017)
Reverso de Provisión No Utilizada	(1.728.788)	-	-	(1.728.788)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo (1)	-	2.347.087	-	2.347.087
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(4.924)	-	-	(4.924)
Total Movimientos en Provisiones	**7.431.191**	**6.687.945**	**339.432**	**14.458.568**
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**17.433.976**	**64.486.647**	**2.138.385**	**84.059.008**

(1) Correspondiente a actualización financiera, ver nota 32.
(2) Esta cifra contiene básicamente provisiones por multas emitidas por la SEC, ver nota 36.3.

24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

24.1 Aspectos generales:

Enel Chile S.A. y algunas subsidiarias otorgan diferentes planes de beneficios post empleo ya sea 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.m.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 periodo 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 en estados financieros:

a) Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

	Saldo al	
	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Obligaciones post empleo	57.062.311	57.081.924
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**57.062.311**	**57.081.924**

b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 30 de septiembre de 2018 y 2017 son los siguientes:

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.376.289	1.568.404
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas (1)	2.036.359	2.008.725
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	**3.412.648**	**3.577.129**
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	(2.244.029)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**3.412.648**	**1.333.100**

(1) Ver nota 32.

c) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de septiembre de 2018 y ejercicio 2017 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M$
Saldo al 1 de enero de 2017	**59.934.127**
Costo del servicio corriente	2.091.205
Costo por intereses	2.678.300
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(1.414.201)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(302.674)
Beneficios Pagados Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(5.917.552)
Transferencias del personal	12.719
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**57.081.924**
Costo del servicio corriente	1.376.289
Costo por intereses	2.036.359
Diferencia de conversión de moneda extranjera	60.664
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	602.816
Contribuciones pagadas	(4.368.801)
Transferencias del personal	273.060
Saldo al 30 de septiembre de 2018	**57.062.311**

24.3 Otras revelaciones:

- **Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

	Chile	
	30/09/2018	31/12/2017
Tasas de descuento utilizadas	5,00%	5,00%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%
Tasa de rotación esperada	4,57%	4,57%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014

- **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$4.269.704 (M$4.269.704 a diciembre 2017) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M$4.773.942 (M$4.773.942 a diciembre 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 ejercicio 2018 ascienden a M$1.189.231.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Chile corresponde a 8,36 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	M$
1	1.189.231
2	4.970.959
3	4.203.682
4	5.105.974
5	4.917.461
6 a 10	22.844.851

25. PATRIMONIO

25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo

25.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Chile al 30 de septiembre de 2018 asciende a M$3.954.491.479 representado por 70.134.077.818 acciones autorizadas, suscritas y pagadas El capital de Enel Chile al 31 de diciembre de 2017 ascendió a M$2.229.108.975 representado en 49.092.772.762 de acciones. Todas las acciones emitidas por Enel Chile están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 30 de septiembre de 2018 ascienden a M$72.388.009 representadas por 967.520.598 acciones, las que fueron adquiridas como resultado del proceso de fusión con Enel Green Power Latin América Ltda. (“EGPL”).

Cambios en el Capital Emitido como consecuencia de la Reorganización Societaria:

Por efecto de la reorganización societaria (según lo descrito en nota 6) la sociedad aumentó su capital social por el proceso de OPA voluntaria sobre las acciones de la subsidiaria Enel Generación Chile (Enel Generación) y por la fusión con la sociedad EGPL, mediante la cual se incorporaron los activos renovables de Enel SpA en Enel Chile. Las etapas de este proceso de describen a continuación:

- **Proceso OPA sobre Enel Generación**:

Durante el período de oferta de la OPA, la sociedad recibió aceptaciones y órdenes de venta por un total de 2.582.336.287 acciones de Enel Generación y 5.691.996 ADSs equivalentes a 170.759.880 acciones de Enel Generación; de esta manera, la compañía incrementó su participación, pasando a ser titular de 2.753.096.167 acciones emitidas por Enel Generación. De acuerdo a los términos y condiciones planteadas en la operación, los accionistas de Enel Generación que aceptaron vender sus acciones, destinaron un 40% del precio de compra establecido ($590 por acción) a suscribir acciones de primera emisión de Enel Chile, recibiendo por dicho 40% del precio 2,87807 acciones de Enel Chile por cada acción emitida por Enel Generación vendida en la oferta. En virtud de lo anterior, los accionistas de Enel Generación recibieron en dinero $1.624.326.738.530, que se dividen en $1.523.578.409.330 a accionistas nacionales y $100.748.329.200 a accionistas extranjeros. A su vez, estos accionistas suscribieron acciones de Enel Chile por un total de $649.730.695.412 equivalentes a 7.923.600.070 acciones.

- **Derecho de suscripción preferente de acciones**:

Según lo establecido por la ley de sociedades anónimas, los accionistas existentes de una compañía poseen derecho preferente para suscribir acciones emitidas mediante un aumento de capital, en proporción a su participación en la compañía. Cualquier accionista existente a la fecha del incremento de Capital de Enel Chile pudo ejercer dicho derecho pagando exclusivamente en efectivo por dichas acciones. A la fecha de cierre de estos estados financieros la cantidad de acciones que han ejercido su opción de suscripción preferente corresponde a 47.860.124 de acciones, pagando por cada acción el valor de $82,00, por lo que Capital aumentó en un monto de $3.924.530.168.

- **Fusión con Enel Green Power Latin América**:

La reorganización finaliza con la fusión de EGPL con Enel Chile, proceso que se realizó una vez que la OPA fue declarada exitosa, la cual surtió efecto el día 2 de abril de 2018. Por esta fusión, el capital social de Enel Chile aumentó en $1.071.727.278.668 equivalentes a 13.069.844.862 acciones, que corresponden a 827.205.371 acciones de EGPL propiedad de Enel SpA, utilizando un canje de 15,8 acciones de Enel Chile por 1 de EGPL.

A continuación se detallan los movimientos en el número de acciones de Enel Chile como consecuencia del proceso de reorganización societaria antes descrito:

Número de acciones en circulación de Enel Chile previo a la reorganización			**49.092.772.762**
	Número de Acciones	**Razón de intercambio de acciones**	**Número de Acciones**
Oferta Pública de Acciones Enel Generación Chile (1):			
Acciones compradas - mercado nacional	2.582.336.287	2,88	7.432.144.598
Acciones compradas - ADS	170.759.880	2,88	491.455.473
Total OPA	**2.753.096.167**		**7.923.600.071**
Derecho preferente acciones Enel Chile (2):			
Acciones pagadas por accionistas	47.860.124		47.860.124
Total Derecho preferente	**47.860.124**		**47.860.124**
Fusión con EGPL (3):			
Acciones de Enel SpA	827.205.371	15,8	13.069.844.861
Total Fusión con EGPL	**827.205.371**		**13.069.844.861**
Recompra de acciones (4):			
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Enel Chile	(967.520.598)		(967.520.598)
Total recompra de acciones	**(967.520.598)**		**(967.520.598)**
Número de acciones en circulacíon Enel Chile posterior a la fusión			**69.166.557.220**
Número total de acciones capital emitido			70.134.077.818
Número total de acciones propias en cartera			(967.520.598)
Número acciones en circulacíon Enel Chile posterior a la fusión			**69.166.557.220**

(1) El monto total por la emisión de estas nuevas acciones fue de M$649.730.695.
(2) El pago efectuado por accionistas minoritarios de Enel Chile fue de M$ 3.924.530.
(3) La valoración del aumento de capital por la fusión fue de M$1.071.727.279.
(4) El monto total pagado por la recompra de acciones fue de M$72.388.009.

Posteriormente al proceso de reorganización societaria, Enel SpA continuará siendo la última matriz controladora, a través de su participación mayoritaria en las acciones de Enel Chile y los anteriores accionistas minoritarios de Enel Generación Chile, en conjunto con los actuales accionistas minoritarios de Enel Chile, poseerán sus correspondientes participaciones no controladoras en Enel Chile.

25.2 Dividendos

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
1	Definitivo	24/05/2016	2,09338	2015
2	Provisorio	27/01/2017	0,75884	2016
3	Definitivo	26/05/2017	2,47546	2016
4	Provisorio	26/01/2018	0,75642	2017
5	Definitivo	18/05/2018	2,24134	2017

25.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión atribuibles a los propietarios del Grupo, del estado de situación financiera Consolidado al 30 de septiembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Gasatacama Chile S.A.	874.775	7.393.684
GNL Chile S.A.	801.333	636.795
Grupo Enel Green Power Chile	62.300.217	-
TOTAL	**63.976.325**	**8.030.479**

25.4 Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas

Nuestra filial Enel Generación Chile debe cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 30 de septiembre de 2018, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de Enel Generación Chile asciende a M$712.519.037.

25.5 Otras Reservas

Al 30 de septiembre de 2018 y 2017, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

Detalle de Otras Reservas	01/01/2018 M$	Movimiento 2018 M$	30/09/2018 M$
Diferencias de cambio por conversión	6.976.383	56.999.942	63.976.325
Coberturas de flujo de caja	(32.849.736)	(80.716.834)	(113.566.570)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	11.284	(1.161)	10.123
Otras reservas varias	(971.468.479)	(1.314.567.527)	(2.286.036.006)
TOTAL	**(997.330.548)**	**(1.338.285.580)**	**(2.335.616.128)**

Detalle de Otras Reservas	01/01/2017 M$	Movimiento 2017 M$	30/09/2017 M$
Diferencias de cambio por conversión	9.222.933	(1.192.454)	8.030.479
Coberturas de flujo de caja	(76.218.470)	20.901.280	(55.317.190)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	9.955	3.110	13.065
Otras reservas varias	(969.740.120)	(935)	(969.741.055)
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 (*)	1.632.724	(1.632.724)	-
TOTAL	**(1.035.092.978)**	**18.078.277**	**(1.017.014.701)**

(*) Ver nota 5.

a) Reservas diferencias de conversión: Provienen fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en la conversión de nuestras entidades consolidadas que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (nota 2.7.3).

b) Reservas de cobertura flujo de efectivo: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.5. y 3.h).

c) Otras reservas varias

Los principales ítems que componen este rubro y sus efectos son los siguientes:

Otras reservas Varias	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Reserva por reestructuración societaria ("División") (i)	(534.057.733)	(532.330.290)
Reservas APV transición a NIIF (ii)	(457.221.836)	(457.221.836)
Reservas por combinaciones de negocios (iii)	12.502.494	12.502.494
Reservas OPA Enel Generacion "Reorganizacion de Activos Renovables" (iv)	(910.437.224)	-
Reservas "Reorganizacion de Activos Renovables" (v)	(407.354.462)	-
Otras reservas varias (vi)	10.532.755	7.308.577
Saldo Final	**(2.286.036.006)**	**(969.741.055)**

i) **Reserva por reestructuración societaria (División)**: Representa el efecto generado por la reorganización societaria (descrita en la Nota 1) de Enel Chile y separación del negocio fuera de Chile en Enersis Américas. En este sentido, esta reserva incluye los efectos de los impuestos pagados en Perú producto de las escisiones de las operaciones extranjeras de Enel Generación Chile y Enel Distribución Chile, los montos pagados por estas sociedades, como sujetos pasivos, fueron de 577 millones de Soles Peruanos, (M$100.978.571, aproximadamente) y 74 millones de Nuevos Soles, (M$15.193.186 aproximadamente) respectivamente. Este impuesto, que se pagó durante los meses de marzo y abril de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Enel Generación Chile y Enel Distribución Chile poseían en dicho país y que fueron transferidas a Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. La base de cálculo para la determinación del impuesto corresponde a la diferencia entre el valor de mercado de las inversiones, a la fecha de la transferencia, y el costo de adquisición tributario de las citadas participaciones. El efecto económico neto en el patrimonio de apertura fue de M$90.274.727.

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). (Ver Notas 1 y 2).

ii) **Reservas APV transición a NIIF**: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Comisión para el Mercado Financiero, 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.

iii) **Reservas por combinaciones de negocios**: Representan el efecto generado por compras de participaciones en subsidiarias bajo control común.

iv) **Reservas OPA Enel Generacion "Reorganización de Activos Renovables"**: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA dirigida a adquirir la totalidad de las acciones emitidas por su filial Enel Generación (ver Nota 6.i).

v) **Reservas "Reorganización de Activos Renovables":** Corresponde a reserva constituida por la fusión de Enel Green Power Latin América con Enel Chile materializada con fecha 2 de abril de 2018. Representa el reconocimiento de la diferencia resultante entre el aumento del capital en Enel Chile (correspondiente al valor de mercado de la participación sobre Enel Green Power Chile y subsidiarias) y el importe en libros de patrimonio de Enel Green Power Latin América que pasó a formar parte del capital social en el patrimonio neto distribuible a los propietarios de Enel Chile, como consecuencia de la fusión (ver Nota 6.iii).

vi) **Otras reservas varias**: provenientes de operaciones realizadas en períodos anteriores.

25.6 Participaciones no controladoras

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

Compañías	30/09/2018 %	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)			
		Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
		30/09/2018 M$	31/12/2017 M$	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Enel Distribución Chile S.A.	0,91%	6.959.167	6.223.363	748.989	779.997
Enel Generación Chile S.A.	40,02%	128.577.441	784.999.394	34.794.369	108.014.100
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	9.753.766	9.963.472	4.320.724	3.757.137
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	42,50%	2.583.467	2.596.764	(13.296)	(23.254)
Geotermica del Norte SA	15,41%	50.978.475	-	(371.890)	-
Empresa Nacional de Geotermia SA	49,00%	888.704	-	(14.190)	-
Parque Eolico Talinay Oriente SA	38,63%	48.875.066	-	262.085	-
Otras		(217.756)	(205.346)	5.678	7.219
TOTAL		**248.398.330**	**803.577.647**	**39.732.469**	**112.535.199**

26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle del rubro ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Ventas de energía	**1.619.054.380**	**1.686.959.642**
Generación	**743.982.750**	**790.540.344**
Clientes Regulados	473.246.810	530.252.840
Clientes no Regulados	235.669.231	216.516.033
Ventas de Mercado Spot	35.066.709	43.771.471
Distribución	**875.071.630**	**896.419.298**
Residenciales	343.756.418	346.593.198
Comerciales	282.902.788	285.802.247
Industriales	155.173.221	166.902.928
Otros Consumidores (1)	93.239.203	97.120.925
Otras ventas	**66.085.725**	**63.670.558**
Ventas de gas	58.620.028	54.745.044
Ventas de productos y servicios	7.465.697	8.925.514
Otras prestaciones de servicios	**58.684.137**	**81.932.050**
Peajes y transmisión	15.692.639	27.705.326
Arriendo equipos de medida	3.743.376	3.650.065
Alumbrado público	8.655.727	10.798.322
Servicios de ingeniería y consultoría	3.818.080	2.407.695
Servicios de construcción de empalmes	9.439.343	11.669.671
Instalación de redes	5.868.928	7.079.933
Otras prestaciones	11.466.044	18.621.038
Total Ingresos de actividades ordinarias	**1.743.824.242**	**1.832.562.250**

Otros ingresos	Saldo al	
	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Ingreso por derivado de Commodities	7.674.150	6.554.554
Otros Ingresos (2)	17.345.617	6.960.719
Total Otros ingresos	**25.019.767**	**13.515.273**

(1) Por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018, incluye ingresos de la venta de energía a municipalidades por M$27.901.401 (M$27.187.461 al 30 de septiembre de 2017); entidades gubernamentales por M$15.182.762 (M$14.875.522 al 30 de septiembre de 2017); empresas del sector agrícola por M$4.627.150 (M$4.300.879 al 30 de septiembre de 2017); y otros consumidores por M$45.597.890 (M$50.757.063 al 30 de septiembre de 2017).

(2) Por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018, incluye recuperación de ingresos de clientes con consumos no registrados por M$1.382.730 (M$1.466.197 al 30 de septiembre de 2017), ingresos por cancelación fuera de plazo por M$572.499 (M$1.053.016 al 30 de septiembre de 2017), indemnización siniestro Central Tarapacá por M$11.655.125 y otros ingresos por M$3.734.263 (M$4.441.506 al 30 de septiembre de 2017).

27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle del rubro materias primas y consumibles utilizados por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Compras de energía	(575.313.405)	(676.177.188)
Consumo de combustible	(224.455.093)	(259.857.273)
Costo por transmisión de energía	(129.426.575)	(116.860.897)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(73.444.145)	(117.381.287)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(1.002.639.218)**	**(1.170.276.645)**

28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle del rubro gastos por beneficios a los empleados por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Sueldos y salarios	(76.332.369)	(76.380.432)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.376.289)	(1.568.404)
Seguridad social y otras cargas sociales	(9.503.256)	(9.909.945)
Otros gastos de personal	(3.776.089)	(4.173.924)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(90.988.003)**	**(92.032.705)**

29. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO

El detalle del rubro gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al	
	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Depreciaciones	(146.341.081)	(108.682.702)
Amortizaciones	(7.602.718)	(4.713.368)
Subtotal	**(153.943.799)**	**(113.396.070)**
(Pérdidas) por deterioro (*)	(3.075.559)	(5.517.616)
Total	**(157.019.358)**	**(118.913.686)**

(*) Informacion por segmentos Pérdidas por deterioro	Generacion		Distribucion		Saldo al	
	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Activos financieros	7.503	55.494	(3.080.365)	(5.573.110)	(3.072.862)	(5.517.616)
Reversión (Pérdidas) por deterioro de otros activos	(2.697)	-	-	-	(2.697)	-
Total	**4.806**	**55.494**	**(3.080.365)**	**(5.573.110)**	**(3.075.559)**	**(5.517.616)**

30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle del rubro otros gastos por naturaleza por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Otros suministros y servicios	(23.311.803)	(10.660.681)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(36.498.707)	(40.588.963)
Reparaciones y conservación	(27.828.262)	(9.370.151)
Indemnizaciones y multas	(1.011.338)	(231.457)
Tributos y tasas	(3.030.378)	(4.066.008)
Primas de seguros	(12.747.523)	(9.830.696)
Arrendamientos y cánones	(3.452.897)	(2.328.844)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(2.143.491)	(1.976.946)
Otros aprovisionamientos	(3.708.893)	(3.991.196)
Gastos de viajes	(1.737.297)	(2.349.132)
Gastos de medioambiente	(6.523.151)	(4.157.581)
Total Otros gastos por naturaleza	**(121.993.740)**	**(89.551.655)**

31. OTRAS GANANCIAS

El detalle del rubro otras ganancias por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Ganancia por venta Electrogas (*)	-	105.311.912
Resultado en venta de activos	-	4.397.550
Resultado de otras inversiones	91.043	149.483
Total Otras ganancias (pérdidas)	**91.043**	**109.858.945**

(*) Ver nota 5.

32. RESULTADO FINANCIERO

El detalle del ingreso y gasto financiero por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al 30/09/2018 M$	Saldo al 30/09/2017 M$
Ingresos por colocación de depositos y otros instrumentos financieros	7.052.837	5.989.503
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	5.566.908	6.444.605
Ingresos financieros empresas relacionadas	416.312	-
Otros ingresos financieros	1.532.032	3.620.484
Total Ingresos Financieros	**14.568.089**	**16.054.592**

Costos financieros	Saldo al 30/09/2018 M$	Saldo al 30/09/2017 M$
Costos Financieros	**(89.269.727)**	**(38.488.768)**
Préstamos bancarios	(15.426.114)	(9.368)
Obligaciones con el público no garantizadas	(41.848.186)	(32.242.197)
Arrendamientos financieros (leasing)	(517.205)	(623.810)
Valoración derivados financieros	635.876	(832.929)
Actualizacion financiera de provisiones (1)	(1.912.943)	(1.682.714)
Obligación por beneficios post empleo (2)	(2.036.359)	(2.008.725)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(7.911.507)	(651.766)
Gastos financieros activados	3.957.960	2.566.472
Otros costos financieros	(24.211.249)	(3.003.731)
Resultado por unidades de reajuste (*)	**898.529**	**290.378**
Diferencias de cambio (**)	**(34.243)**	**6.143.657**
Total Costos Financieros	**(88.405.441)**	**(32.054.733)**
Total Resultado Financiero	**(73.837.352)**	**(16.000.141)**

(1) Ver nota 23.
(2) Ver nota 24.

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al 30/09/2018 M$	Saldo al 30/09/2017 M$
Otros activos financieros	5.593.100	3.246.433
Otros activos no financieros	42.963	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	1.128.559	90.715
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	2.765.125	769.493
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(6.860.337)	(3.823.376)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	6.431	7.113
Resultado Unidades por Reajuste	**2.675.841**	**290.378**

Resultado por Hiperinflación	Saldo al 30/09/2018 M$	Saldo al 30/09/2017 M$
Activos intangibles distintos de la plusvalía	82	-
Propiedades, planta y equipo	472.628	-
Patrimonio	(1.987.969)	-
Otras Prestaciones de Servicios	(312.197)	-
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	9.886	-
Gastos de Personal	41.023	-
Otros Gastos Fijos de Explotación	43.429	-
Ingresos Financieros	(64.489)	-
Gastos Financieros	20.295	-
Resultado por Hiperinflación (1)	**(1.777.312)**	**-**
Total Resultado por Unidades de Reajuste (*)	**898.529**	**290.378**

(1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias” sobre la sucursal que posee el Grupo GasAtacama en Argentina (ver nota 2.7.4).

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al 30/09/2018 M$	Saldo al 30/09/2017 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	747.082	3.251.713
Otros activos financieros	4.244.617	10.459.355
Otros activos no financieros	(528.518)	(784.312)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(667.058)	-
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	788.011	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(4.571.713)	(5.628.573)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	210.458	(1.153.441)
Otros pasivos no financieros	(257.122)	(1.085)
Total Diferencias de Cambio (**)	**(34.243)**	**6.143.657**

33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

33.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y subsidiarias operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque “abajo hacia arriba” para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y de Distribución han sido definidos basado en IFRS 8.9 y en los criterios establecidos en IFRS 8.12.

Segmento de Generación: El segmento de generación de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales. El negocio de generación es conducido en Chile por nuestras subsidiarias Enel Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y Gasatacama Chile S.A., y nuestro grupo dedicado al desarrollo y explotación energías renovables con subsidiarias eólicas: Parque Eólico Tal Tal S.A., Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. y Parque Talinay Oriente S.A., subsidiarias geotérmicas; Geotérmica del Norte S.A. y Empresa Nacional de Geotermia S.A., eólica y solar proveniente de Enel Green Power del Sur SpA, y filial Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. dedicada a generación hidroeléctrica, solar y eólica, el resto dedicadas a proyectos diversos las cuales son: Diego de Almagro Matriz SpA, Almeyda Solar SpA.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por la compañía eléctrica Enel Distribución Chile S.A. que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves (“KPI” por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA, Margen Bruto, Capex Total, Opex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación y Transmisión, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque del negocio ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares, en cada uno de los siguientes aspectos:

a) la naturaleza de las actividades: Generación por un lado, y Distribución por otro;

b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;

c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;

d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y

e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución.

La máxima autoridad en la toma de decisiones (“CODM” por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente de Chile revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo.

33.2 Generación y Distribución

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
ACTIVOS CORRIENTES	**760.939.496**	**658.599.127**	**237.503.887**	**261.378.069**	**(226.172.580)**	**135.159.356**	**772.270.803**	**1.055.136.552**
Efectivo y equivalentes al efectivo	178.023.595	211.027.141	3.004.774	42.594.390	18.390.466	165.834.495	199.418.835	419.456.026
Otros activos financieros corrientes	6.425.369	20.523.276	61.491	61.887	41.637	41.899	6.528.497	20.627.062
Otros activos no financieros, corriente	6.128.829	2.167.272	5.730.410	3.434.462	2.902.580	400.408	14.761.819	6.002.142
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	225.457.872	218.178.007	201.878.087	197.011.114	3.446.411	4.563.165	430.782.370	419.752.286
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	273.304.172	109.797.820	10.177.861	6.305.806	(253.473.667)	(44.247.580)	30.008.366	71.856.046
Inventarios corrientes	32.723.727	31.740.903	14.626.862	3.049.576	-	4.896.463	47.350.589	39.686.942
Activos por impuestos corrientes, corriente	38.875.932	65.164.708	2.024.402	8.920.834	2.519.993	3.670.506	43.420.327	77.756.048
ACTIVOS NO CORRIENTES	**4.564.624.355**	**2.895.863.063**	**936.884.103**	**893.633.579**	**884.900.211**	**850.139.814**	**6.386.408.669**	**4.639.636.456**
Otros activos financieros no corrientes	46.798.860	33.391.398	26.532	26.806	-	-	46.825.392	33.418.204
Otros activos no financieros no corrientes	12.434.596	12.853.460	2.600.071	959.679	1.097	-	15.035.764	13.813.139
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	56.790.289	1.032.922	37.864.934	34.272.234	798.172	877.243	95.453.395	36.182.399
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13.218.760	16.912.454	-	-	-	-	13.218.760	16.912.454
Activos intangibles distintos de la plusvalía	64.345.171	18.607.972	37.158.978	34.236.891	3.966.783	2.326.041	105.470.932	55.170.904
Plusvalía	32.141.764	24.860.356	2.240.478	2.240.478	879.357.410	860.156.821	913.739.652	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	4.311.822.070	2.788.204.501	856.362.276	821.234.672	(28.625.433)	(23.752.036)	5.139.558.913	3.585.687.137
Propiedad de inversión	-	-	-	-	8.342.134	8.356.772	8.342.134	8.356.772
Activos por impuestos diferidos	27.072.845	-	630.834	662.819	21.060.048	2.174.973	48.763.727	2.837.792
TOTAL ACTIVOS	**5.325.563.851**	**3.554.462.190**	**1.174.387.990**	**1.155.011.648**	**658.727.631**	**985.299.170**	**7.158.679.472**	**5.694.773.008**

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
PASIVOS CORRIENTES	**685.614.644**	**543.356.500**	**225.200.923**	**408.687.871**	**58.486.090**	**(135.227.725)**	**969.301.657**	**816.816.646**
Otros pasivos financieros corrientes	109.820.565	18.815.434	3	14	295.911.296	-	405.731.864	18.815.448
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	288.006.420	329.448.226	120.387.118	189.458.076	20.633.752	75.592.304	429.027.290	594.498.606
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	279.764.017	122.862.944	89.639.190	207.909.593	(258.437.745)	(211.159.565)	110.965.462	119.612.972
Otras provisiones corrientes	5.654.924	5.296.635	-	-	378.787	339.536	6.033.711	5.636.171
Pasivos por impuestos corrientes	2.368.718	66.933.261	4.629	94.246	-	-	2.373.347	67.027.507
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	15.169.983	11.225.942	-	-	15.169.983	11.225.942
PASIVOS NO CORRIENTES	**1.809.594.566**	**1.022.091.736**	**183.780.736**	**61.965.918**	**530.785.271**	**6.937.051**	**2.524.160.573**	**1.090.994.705**
Otros pasivos financieros no corrientes	1.044.817.421	781.978.145	-	-	644.893.812	-	1.689.711.233	781.978.145
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	9.156.121	632.642	27.172	27.182	487	-	9.183.780	659.824
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	426.190.493	318.518	121.000.000	-	(121.000.000)	-	426.190.493	318.518
Otras provisiones no corrientes	74.915.147	63.992.567	14.725.727	14.430.270	-	-	89.640.874	78.422.837
Pasivo por impuestos diferidos	239.647.725	160.293.916	19.609.002	18.786.185	(7.191.420)	(6.856.420)	252.065.307	172.223.681
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	306.575	309.776	-	-	306.575	309.776
PATRIMONIO NETO	**2.830.354.641**	**1.989.013.954**	**765.406.331**	**684.357.859**	**69.456.270**	**1.113.589.844**	**3.665.217.242**	**3.786.961.657**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**2.830.354.641**	**1.989.013.954**	**765.406.331**	**684.357.859**	**69.456.270**	**1.113.589.844**	**3.416.818.912**	**2.983.384.010**
Capital emitido	1.109.737.528	552.777.321	230.137.980	230.137.980	2.614.615.971	1.446.193.674	3.954.491.479	2.229.108.975
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.572.510.714	1.398.018.156	849.222.097	769.928.443	(551.401.241)	(416.341.016)	1.870.331.570	1.751.605.583
Primas de emisión	85.511.492	85.511.492	354.220	354.220	(85.865.712)	(85.865.712)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	(72.388.009)	-	(72.388.009)	-
Otras reservas	62.594.907	(47.293.015)	(314.307.966)	(316.062.784)	(1.835.504.739)	169.602.898	(2.335.616.128)	(997.330.548)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	248.398.330	803.577.647
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**5.325.563.851**	**3.554.462.190**	**1.174.387.990**	**1.155.011.648**	**658.727.631**	**985.299.170**	**7.158.679.472**	**5.694.773.008**

La columna de Holdings y Eliminaciones incluyen eliminaciones de transacciones entre entidades consolidadas de diferentes líneas de negocio, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
INGRESOS	**1.128.615.142**	**1.169.784.969**	**933.176.391**	**1.003.154.079**	**(292.947.524)**	**(326.861.525)**	**1.768.844.009**	**1.846.077.523**
Ingresos de actividades ordinarias	**1.107.339.307**	**1.158.691.069**	**929.526.705**	**999.990.628**	**(293.041.770)**	**(326.119.447)**	**1.743.824.242**	**1.832.562.250**
Ventas de energía	1.030.593.268	1.070.583.600	875.789.291	897.398.809	(287.328.179)	(281.022.767)	1.619.054.380	1.686.959.642
Otras ventas	58.681.288	54.772.886	7.413.141	8.892.093	(8.703)	5.579	66.085.726	63.670.558
Otras prestaciones de servicios	18.064.751	33.334.583	46.324.273	93.699.726	(5.704.888)	(45.102.259)	58.684.136	81.932.050
Otros ingresos	21.275.835	11.093.900	3.649.686	3.163.451	94.246	(742.078)	25.019.767	13.515.273
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(571.693.141)**	**(706.972.352)**	**(726.072.468)**	**(796.328.117)**	**295.126.391**	**333.023.824**	**(1.002.639.218)**	**(1.170.276.645)**
Compras de energía	(166.337.618)	(253.386.861)	(697.130.008)	(711.639.702)	288.154.222	288.849.375	(575.313.404)	(676.177.188)
Consumo de combustible	(224.455.093)	(259.857.273)	-	-	-	-	(224.455.093)	(259.857.273)
Gastos de transporte	(128.186.425)	(111.739.920)	(7.221.716)	(47.193.747)	5.981.566	42.072.770	(129.426.575)	(116.860.897)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(52.714.005)	(81.988.298)	(21.720.744)	(37.494.668)	990.603	2.101.679	(73.444.146)	(117.381.287)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**556.922.001**	**462.812.617**	**207.103.923**	**206.825.962**	**2.178.867**	**6.162.299**	**766.204.791**	**675.800.878**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	5.313.174	4.328.963	6.119.028	5.133.423	1.216.427	-	12.648.629	9.462.386
Gastos por beneficios a los empleados	(45.581.104)	(41.006.268)	(24.416.652)	(30.190.333)	(20.990.247)	(20.836.104)	(90.988.003)	(92.032.705)
Otros gastos, por naturaleza	(73.024.063)	(54.250.315)	(50.597.647)	(41.468.894)	1.627.970	6.167.554	(121.993.740)	(89.551.655)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**443.630.008**	**371.884.997**	**138.208.652**	**140.300.158**	**(15.966.983)**	**(8.506.251)**	**565.871.677**	**503.678.904**
Gasto por depreciación y amortización	(127.436.576)	(87.720.941)	(27.541.922)	(26.692.410)	1.034.699	1.017.281	(153.943.799)	(113.396.070)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	4.806	55.494	(3.080.365)	(5.573.110)	-	-	(3.075.559)	(5.517.616)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**316.198.238**	**284.219.550**	**107.586.365**	**108.034.638**	**(14.932.284)**	**(7.488.970)**	**408.852.319**	**384.765.218**
RESULTADO FINANCIERO	**(60.934.095)**	**(26.631.616)**	**5.061.053**	**4.803.269**	**(17.964.310)**	**5.828.206**	**(73.837.352)**	**(16.000.141)**
Ingresos financieros	**5.235.225**	**4.153.473**	**8.630.120**	**9.522.286**	**702.744**	**2.378.833**	**14.568.089**	**16.054.592**
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	3.754.761	2.170.221	1.324.821	1.494.341	1.973.255	2.324.941	7.052.837	5.989.503
Otros ingresos financieros	1.480.464	1.983.252	7.305.299	8.027.945	(1.270.511)	53.892	7.515.252	10.065.089
Costos financieros	**(62.366.432)**	**(37.104.210)**	**(5.026.818)**	**(4.892.303)**	**(21.876.477)**	**3.507.745**	**(89.269.727)**	**(38.488.768)**
Préstamos bancarios	(6.215.095)	(189)	(5.374)	(9.154)	(9.205.645)	(25)	(15.426.114)	(9.368)
Obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas	(32.189.543)	(32.242.197)	-	-	(9.658.643)	-	(41.848.186)	(32.242.197)
Otros	(23.961.794)	(4.861.824)	(5.021.444)	(4.883.149)	(3.012.189)	3.507.770	(31.995.427)	(6.237.203)
Resultados por Unidades de Reajuste	(514.520)	(17.553)	1.369.801	299.525	43.248	8.406	898.529	290.378
Diferencias de cambio	**(3.288.368)**	**6.336.674**	**87.950**	**(126.239)**	**3.166.175**	**(66.778)**	**(34.243)**	**6.143.657**
Positivas	10.062.099	17.136.719	117.078	47.642	5.643.504	154.280	15.822.681	17.338.641
Negativas	(13.350.467)	(10.800.045)	(29.128)	(173.881)	(2.477.329)	(221.058)	(15.856.924)	(11.194.984)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.962.592	(1.461.191)	-	-	-	-	1.962.592	(1.461.191)
Otras ganancias (pérdidas)	**115.147**	**109.706.597**	**-**	**157.458**	**(24.104)**	**(5.110)**	**91.043**	**109.858.945**
Resultado de Otras Inversiones	115.147	105.462.479	-	4.026	(24.104)	(5.110)	91.043	105.461.395
Resultados en Ventas de Activos	-	4.244.118	-	153.432	-	-	-	4.397.550
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**257.341.882**	**365.833.340**	**112.647.418**	**112.995.365**	**(32.920.698)**	**(1.665.874)**	**337.068.602**	**477.162.831**
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(64.569.668)	(91.111.898)	(30.269.943)	(27.222.835)	6.092.615	1.273.395	(88.746.996)	(117.061.338)
GANANCIA (PÉRDIDA)	**192.772.214**	**274.721.442**	**82.377.475**	**85.772.530**	**(26.828.083)**	**(392.479)**	**248.321.606**	**360.101.493**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**192.772.214**	**274.721.442**	**82.377.475**	**85.772.530**	**(26.828.083)**	**(392.479)**	**248.321.606**	**360.101.493**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**208.589.137**	**247.556.294**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**39.732.469**	**112.535.199**

	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$	30/09/2018 M$	30/09/2017 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	507.424.611	307.882.387	32.440.081	105.878.987	(50.234.456)	(16.701.635)	489.630.236	397.059.739
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(227.217.000)	(32.625.914)	(79.547.662)	(56.583.649)	(1.523.704.345)	13.160.584	(1.830.469.007)	(76.048.979)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(305.282.317)	(279.686.271)	7.507.471	(66.639.201)	1.423.270.983	49.546.207	1.125.496.137	(296.779.265)

La columna de Holdings y Eliminaciones incluye eliminaciones de transacciones entre entidades consolidadas de diferentes líneas de negocio, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS

34.1 Garantías directas

Al 30 de septiembre de 2018, Enel Chile mantiene compromisos futuros de compra de energía por un importe de M$16.610.790 (M$ 16.493.309 al 31 de diciembre de 2017).

34.2 Garantías Indirectas

Tipo	Nombre del contrato	Fecha de término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente de la Obligación		
				Nombre	Relación		Moneda	30/09/2018	31/12/2017
Solidario	Bono B (*)	Octubre de 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Américas	Enel Américas	Empresas divididas del deudor original Enersis (deudor solidario Enel Chile)	Codeudor Solidario	USD	27.234	31.294
Aval	Contrato de apertura de crédito	Septiembre de 2019	Banco Bilbao Viscaya Argentaria, Chile	Enel Green Power Chile Limitada	Subsidiaria	Codeudor Solidario	USD	100.000	-
Aval	Contrato de apertura de crédito	Diciembre de 2020	Banco Bilbao Viscaya Argentaria, Chile	Enel Green Power Chile Limitada	Subsidiaria	Codeudor Solidario	USD	150.000	-
Aval	Contrato de apertura de crédito	Diciembre de 2021	Banco Bilbao Viscaya Argentaria, Chile	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Subsidiaria	Codeudor Solidario	USD	150.000	-

(*) Al dividirse el emisor original, Enersis (hoy Enel Américas), y de acuerdo al contrato de deuda todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Américas.

34.3 Litigios y arbitrajes

1. Enel Chile S.A.

1.1 En Inversiones Tricahue S.A., accionista minoritario de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., solicita ante el 22° Juzgado Civil de Santiago la designación de Juez Árbitro, para conocer y resolver la demanda arbitral que éste 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, ésta 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 de junio de 2018. En contra de dicha resolución, las partes demandadas presentaron recurso de apelación, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolverse.

Asimismo, y en primera instancia, con fecha 31 de agosto 2018 se suspendió el procedimiento, en cumplimiento de la orden recibida de parte del Tribunal Constitucional, quien conoce del requerimiento de inaplicabilidad interpuesto por otro de los demandados en el juicio.

2. GasAtacama Chile S.A.

Mediante ORD N° 5705, de fecha 23 de mayo de 2016, la 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 4 de agosto de 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 esta misma, mediante Resolución N° 15908, de fecha 2 de noviembre de 2016, confirmando la totalidad de la multa impuesta. En contra de la antedicha resolución, la compañía dedujo reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, consignando para ello el 25% de la multa. A la fecha el citado reclamo de ilegalidad se encuentra pendiente de vista y resolución por parte de la Corte de Apelaciones de Santiago.

3. Enel Distribución Chile S.A.

3.1 Demanda de indemnización de perjuicios interpuesta por la abogada doña Nicole Vasseur Porcel, en representación convencional de doña Camila Paz Castillo Abarca, de su hija menor de edad doña Kimora Belén Fernández Castillo y de doña María Graciela Rodríguez Mundaca, por la que piden que Chilectra S.A. sea condenada al pago de la suma de M$600.000, (M$200.000 por cada una) por el daño moral sufrido a consecuencia de la muerte de su conviviente, padre e hijo, respectivamente, don Patricio Javier Fernández Rodríguez (Q.E.P.D.), ocurrido el día 21 de febrero de 2012 a consecuencia de las lesiones sufridas por la caída de sobre su cuerpo de un poste de alumbrado público luego de que un camión que transitaba por el lugar enganchara los cables del tendido eléctrico adosados a tal poste y lo hiciera caer. Con fecha 24 de febrero de 2016, la parte demandada interpuso incidente de abandono del procedimiento (junto a la suspensión del procedimiento y el desarchivo), ante el cual la demandante no efectuó presentación alguna. Pendiente resolución del abandono del procedimiento.

3.2 Demanda de indemnización de perjuicios interpuesta por doña Evelyn del Carmen Molina González, actuando por sí y en representación de sus hijas menores de edad Maite Alué y Daniela Anaís, ambas Letelier Molina, por la que piden que Chilectra S.A. y su contratista Sociedad de Servicios Personales para el Área Eléctrica Limitada, sean condenadas solidariamente al pago de la suma total de M$2.000.000 (M$1.000.000 para la primera y M$500.000 para cada una de las dos últimas) por el daño moral sufrido a consecuencia de la muerte de su cónyuge y padre, respectivamente, don David Letelier Riveros (Q.E.P.D.), ocurrido el día 25 de mayo de 2013, a consecuencia de las lesiones sufridas luego de que con motivo de recibir una descarga eléctrica cayó desde altura de un poste de alumbrado público en el que trabajaba. El 24 de noviembre de 2017 Enel Distribución presenta recurso de apelación en contra de la sentencia, elevándose los antecedentes a la I.C.A. de Santiago el día 4 de diciembre de 2017, causa en relación desde el 20 de diciembre de 2017.

3.3 Demanda colectiva promovida por el Servicio Nacional del Consumidor por presunta vulneración al interés colectivo y difuso de los consumidores previsto en la Ley de Protección del Consumidor, por la cual solicitan que Enel Distribución Chile S.A., sea multada por infracción a la ley mencionada, y además sea condenada al pago de las indemnizaciones de perjuicios causados a los todos los consumidores producto de la interrupción de suministro que afectó a gran parte de la zona de distribución de la Región Metropolitana a raíz del frente de mal tiempo, específicamente nevazón, del mes de julio de 2017. Al respecto, cabe indicar que con fecha 13 de noviembre de 2017 Enel contesta la demanda. El pronóstico de resultado es remoto, habida consideración de los antecedentes que se manejan. Cabe mencionar que en esta causa la cuantía es indeterminada. Se hicieron parte 35 nuevos consumidores. Pendiente la citación a audiencia de conciliación.

3.4 Demanda de indemnización de perjuicios interpuesta por Ximena Acevedo Herrera y otros, Benjamín Jiménez Acevedo, Francisco Jiménez Acevedo, Nancy Garrido Muñoz, Juan Carlos Jiménez Rocuant, Carolina Jiménez Garrido y de Natalia Jiménez Garrido por la que piden que Ingeniería Eléctrica Azeta Ltda y Enel Distribución Chile S.A. sean condenadas al pago de la suma total de M$878.227.- (M$28.226 por lucro cesante, y M$850.000 por el daño moral sufrido) a consecuencia de la muerte de su cónyuge, padre, hijo y hermano, don Juan Pablo Jiménez Garrido (Q.E.P.D.), ocurrido el día 22 de Febrero de 2013 a consecuencia de un traumatismo encefalocraneano por bala sin salida de proyectil. Se demandó a Enel Distribución en su calidad de mandante de Azeta. El 31 de mayo de 2018 la demandante solicita nulidad de la vista de la causa debido al impedimento de concurrir a alegar por fuerza mayor, evacuando el traslado Enel Distribución con fecha 15 de junio de 2018 el cual es rechazado con fecha 28 de junio de 2018.

3.5 Demanda de indemnización de perjuicios interpuesta por Víctor Hugo Coronado González; Francia Magali Bustos Uribe, ambos por sí y en representación legal de su hija menor de edad Nicolson Rocío Coronado Bustos y de Víctor Ignacio Coronado Bustos, por la que piden que Enel Distribución Chile S.A. sea condenada al pago de la suma de M$704.860 (M$264.860 por lucro cesante y M$440.000 por daño moral), debido al accidente ocurrido el día 22 de junio de 2015 y que afectó a Víctor Hugo Coronado González, quien recibió una descarga eléctrica y resultó con severas lesiones. El 30 de julio de 2018 se rinde prueba confesional por parte del demandante. El 9 de agosto de 2018 se evacúa el informe pericial. El 14 de agosto de 2018 el demandante realiza observaciones a la prueba. El 23 de agosto de 2018 el tribunal cita a oír sentencia, Enel Distribución repone dicha resolución alegando que hay prueba pendiente, sin embargo el tribunal rechaza la reposición.

3.6 Mediante Resolución Exenta N° 21036 de fecha 3 de noviembre de 2017 la SEC confirmó la multa impuesta a Enel Distribución Chile S.A. por 35.611 UTM, al resolver desfavorablemente el Recurso de Reposición interpuesto con fecha 14 de enero de 2016, en contra de la Resolución Exenta N° 11.750 de 29 de diciembre de 2015. Lo anterior, por estimar que Enel Distribución excedió reiteradamente los índices de continuidad de suministro establecidos en la ley, en el período 2013-2014. En contra de la referida resolución Enel Distribución presentó Recurso de Reclamación ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 28 de noviembre de 2017, Ingreso Corte N° 14013-2017. El 12 de julio de 2018 el perito cita a audiencia de reconocimiento, lo cual fue rechazado por la Corte en resolución de fecha 26 de julio de 2018. El 1 de agosto de 2018 Enel Distribución interpone recurso de reposición en contra de dicha resolución. El 8 de agosto de 2018 el perito informa que asumió un cargo público que lo inhabilitaba para realizar el peritaje, lo cual el tribunal tuvo presente en resolución de 9 de agosto de 2018; y en igual fecha solicitamos audiencia para nombramiento de perito, lo que la Corte realizó con fecha 21 de septiembre de 2018, pues la SEC no compareció a la audiencia de designación

3.7 Mediante Resolución Exenta N°24805 de fecha 20 de julio de 2018 la SEC confirmó la multa impuesta a Enel Distribución Chile S.A. por 80.000 UTM, al resolver desfavorablemente el Recurso de Reposición en contra de la Resolución Exenta N°21788 de fecha 29 de diciembre de 2017. Lo anterior, por estimar que Enel Distribución mantuvo a más de 100.000 clientes sin suministro por un período superior a 20 horas, en relación al corte de suministro ocurrido el 15 de julio de 2017 (evento de la Nevazón). En contra de la referida resolución Enel Distribución presentó un Recurso de Reclamación ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 7 de agosto de 2018, Ingreso Corte N° 340-2018 (CoAd°). El 21 de agosto de 2018 el tribunal tuvo por interpuesto el Recurso, solicitando informe a la SEC, la que lo evacuó con fecha 7 de septiembre de 2018. El 10 de septiembre de 2018 solicitamos se abriera un término probatorio. El 26 de septiembre de 2018 la causa quedó en relación, rechazando la Corte -en la misma resolución- la solicitud de abrir un término probatorio.

3.8 Mediante Resolución Exenta N° 24821 de fecha 23 de julio de 2018 la SEC confirmó la multa impuesta a Enel Distribución Chile S.A. por 10.000 UTM, al resolver desfavorablemente el Recurso de Reposición en contra de la Resolución Exenta N° 21790 de fecha 29 de diciembre de 2017. Lo anterior, por estimar que Enel Distribución no brindó un servicio de atención comercial adecuado y oportuno en relación al corte de suministro ocurrido el 15 de julio de 2017 (evento de la Nevazón), lo que se traduciría en no haber contado con adecuados sistemas de atención e información de los clientes. En contra de la referida resolución Enel Distribución presentó un Recurso de Reclamación ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 7 de agosto de 2018, Ingreso Corte N° 339-2018.

3.9 Mediante Resolución Exenta N° 19.939 de fecha 11 de agosto de 2017, la SEC aplicó una multa de 70.000 UTM, por la demora de más de 20 horas en la reposición del suministro de 23.359 clientes Lo anterior, respecto al frente de mal tiempo ocurrido el día 16 de junio de 2017. En contra de dicha resolución, el 23 de agosto de 2018 Enel Distribución interpuso Recurso de Reposición. Con fecha 09.07.2018 interpusimos Recurso de Reclamación ante la ICA de Santiago, que se ventila bajo el Ingreso Corte N° 284-2018 (CoAd°). Por resolución de 23 de julio de 2018 la Corte tuvo por interpuesto el Recurso, pidiendo informe a la SEC, el cual fue evacuado con fecha 8 de agosto de 2018. Por resolución de 13 de agosto de 2018 la causa quedó en relación. El 14 de agosto de 2018 solicitamos apertura de un término probatorio, a lo cual el tribunal, en resolución de fecha 28 de agosto de 2018, no accedió. El 29 de agosto de 2018 interpusimos reposición en contra de dicha resolución, la cual también fue rechazada el 11 de septiembre de 2018.

3.10 Mediante Resolución Exenta N° 21.751 de fecha 28 de diciembre de 2017 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 17.776 UTM, por estimar que Enel Distribución, para el período 2014-2015, excedió los valores máximos permitidos por la normativa vigente para los índices por alimentador establecidos por ley, lo que constituye un incumplimiento de los estándares de calidad de suministro que establece el Reglamento. Con fecha 8 de junio de 2018 interpusimos Recurso de Reclamación ante la ICA de Santiago, ventilado bajo el Ingreso Corte N° 231-2018 (CoAd°). Por resolución de 4.de julio de 2018 la causa quedó en relación. El 12 de septiembre de 2018 se realizaron los alegatos, quedando la causa en acuerdo (pendiente de fallo).

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por M$13.434.111 al 30 de septiembre de 2018 (ver Nota 23). Si bien existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

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

34.4 Restricciones financieras

Diversos contratos de deuda, 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 contienen cláusulas de cross default.

El crédito bancario de Enel Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en enero 2018 y que expira en julio de 2019, no hace referencia a ninguna de sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar por incumplimiento de otra deuda de Enel Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda 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$ 100 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. Este crédito fue girado en marzo 2018. Al 30 de septiembre de 2018, el monto adeudado por este crédito totaliza M$ 286.252.654.

En el bono de Enel Chile registrado ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$ 150 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. El Yankee Bond de Enel Chile vence en 2028. Al 30 de septiembre de 2018, el monto adeudado por el Yankee Bond totaliza M$654.552.455.

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 filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US$50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Esta línea no ha sido desembolsada. La línea de crédito internacional de Enel Generación Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en febrero 2016 y que expira en febrero de 2020, tampoco hace referencia a ninguna de sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar por incumplimiento de otras deudas de Enel Generación Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, debe exceder los US$ 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 30 de septiembre de 2018, esta línea de crédito no se encontraba desembolsada.

En los bonos de Enel Generación Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Generación Chile, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier

monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Los Yankee Bonds de Enel Generación Chile vencen en 2027, 2024, 2037 y 2097. Para el caso del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default aumentó a US$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 30 de septiembre de 2018, el monto adeudado por los Yankee Bonds totaliza M$ 470.904.785.

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 30 de septiembre de 2018, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M$333.553.916.

El préstamo bancario que Enel Green Power Chile subscribió en febrero de 2017, por US$ 30 millones estipula que el cross default se desencadena por incumplimiento del propio Deudor, es decir de Enel Green Power Chile, o de alguna subsidiaria material, según se define contractualmente. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta deuda 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. Al 30 de septiembre de 2018, el monto adeudado por este préstamo totaliza M$19.956.246.

2. Covenants Financieros

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

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

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 30 de septiembre de 2018, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,29.

- 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 30 de septiembre de 2018, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Enel Generación Chile fue de $ 1.922.860 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 30 de septiembre de 2018, la relación mencionada fue de 11,76.

- 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 30 de septiembre de 2018, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US$78 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 30 de junio de 2018, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,29.

- 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 30 de septiembre de 2018, la Razón de apalancamiento fue de 0,41.

- 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 30 de septiembre de 2018, el ratio Deuda/EBITDA fue de 1,42.

Por su parte, los “Yankee Bonds” de Enel Generación Chile y el crédito de Enel Chile firmado en enero 2018 no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 30 de septiembre 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 30 de Septiembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, Enel Chile ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

35. DOTACION

La dotación de Enel Chile al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

País	30/09/2018				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	49	1.833	159	**2.041**	2.080
Argentina	-	7	19	**26**	26
Total	**49**	**1.840**	**178**	**2.067**	**2.106**

País	31/12/2017				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	63	1.747	113	**1.923**	1.968
Argentina	-	23	2	**25**	25
Total	**63**	**1.770**	**115**	**1.948**	**1.993**

36. SANCIONES

Las siguientes compañías del Grupo han recibido sanciones de autoridades administrativas:

Subsidiarias

1.- Enel Generación Chile S.A.

Al 30 de septiembre de 2018 se encuentran pendientes de resolución los reclamos judiciales en contra de las Resoluciones de la Seremi de Salud del Biobío N° 2658, que impuso una multa de 500 UTM, por supuestas infracciones relacionadas con el retiro de asbesto aprobado por la autoridad sanitaria.

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

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.

Con fecha 08 de marzo de 2018 la Seremi de Salud del Biobío cursó una multa de 300 UTM por supuestas infracciones a obligaciones y normas relacionadas con la exposición de trabajadores al Sílice, en contra de dicha resolución, con fecha 22de marzo de 2018 la compañía interpuso recurso de reposición, el que fue resuelto con fecha 23 de agosto de 2018, obteniéndose una rebaja de la multa a 150 UTM, actualmente en proceso de pago.

Mediante Resolución Exenta N° 5051, la Seremi de Salud de Antofagasta sancionó a Enel Generación con una multa de 60 UTM por incumplimiento de obligaciones y normas relacionadas con los sistemas de agua potable y alcantarillado de la central Taltal. En su contra, con fecha 19 de febrero de 2018 se interpuso recurso de reposición, el cual se encuentra pendiente de resolución.

Asimismo 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.

Por otra parte, por resolución N° 142 de fecha 11 de enero de 2018, de la Seremi de Salud del Biobío se aplicó una multa de 350 UTM por supuestos incumplimientos en materia de disposición de asbesto. Dicha resolución fue reclamada judicialmente ante el 1° Juzgado de Letras de Concepción y se encuentra pendiente de resolución.

Finalmente por resolución de fecha 12 de agosto de 2018, el J.P.L de Quintero, sanciona a Enel Generación Chile S.A., con una multa de 22,2 UTM, por no dar cumplimiento al plan de manejo forestal aprobado por CONAF. Multa en proceso de pago.

2.- GasAtacama Chile S.A.

Al 30 de septiembre de 2018 se encuentra pendiente el reclamo de ilegalidad interpuesto por GasAtacama en contra de la resolución SEC N° 15908, de fecha 2 de noviembre de 2016, que cursa multa por un monto de 120.000 UTM, equivalentes a M$5.541.960. Esta sanción se encuentra actualmente reclamada ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

A la fecha 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.

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

3.- Enel Distribución Chile S.A.

Al 30 de septiembre de 2018 se encuentra pendiente de resolución el recurso administrativo interpuesto en contra de la resoluciones SEC que cursa multa por un monto total de 20.000 UTM, por infracciones cometidas en los eventos de nevazón ocurridos en la ciudad de Santiago con fecha 15 de julio de 2017.

Se encuentra también pendiente de resolución el recurso de reposición en contra la resolución SEC N° 13.630, de fecha 23 de mayo de 2016, que cursa una multa de 2.000 UTM, por considerarse una infracción a la obligación de mantener adecuadamente sus instalaciones.

En el mes de julio de 2018 se procedió al pago de la multa por 500 UTM interpuesta por Resolución Exenta SEC N° 21.717 de fecha 27 de diciembre de 2017, por supuestas infracciones a obligaciones legales y reglamentarias que regulan el pago de tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Proceso Terminado.

Mediante Resolución Exenta N° 24.870 de fecha 25 de julio de 2018 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 6.000 UTM, por el accidente ocurrido el 15 de julio de 2017 en el inmueble de calle Bombero Núñez N° 40, de la comuna de Recoleta, en el que se habría visto vinculada la red de distribución subterránea de la compañía. En contra de dicha resolución Enel Distribución presentó recurso de reposición, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolución.

También se encuentra pendiente de resolverse el reclamo judicial interpuesto en contra de la multa SEC por 2.000 UTM, cursada mediante Resolución Exenta N° 16.475, confirmada por Resolución Exenta N° 21.129.

Finalmente, por medio de Resolución Exenta N° 19154 de fecha 22 de junio de 2017 la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 1.500 UTM, por no haber dado cumplimiento a la obligación de preservar la seguridad y de mantención de sus instalaciones, a raíz de una falla que afectó a la subestación Quilicura. En contra de la resolución se interpuso reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, recurso que fue rechazado con fecha 2 de agosto de 2018. Con fecha 14 de agosto de 2018 se interpuso Recurso de Apelación para ante la Corte Suprema, el cual se encuentra pendiente de resolución.

3.- Enel Green Power Chile Ltda.

Mediante Resolución Exenta N° 23787 de fecha 14 de mayo de 2018 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles cursó una multa de 1.000 UTM a Enel Green Power del Sur SpA por haber infringido un supuesto deber de coordinación durante fallas ocurridas los días 7 y 13 de mayo y 1 de junio de 2016 en la línea Los Buenos Aires-Nahuelbuta, asociadas a la planta eólica Los Buenos Aires, de propiedad de Enel Green Power del Sur SpA. Se interpuso un recurso de reposición contra la citada resolución fundado en el hecho que el supuesto deber de coordinación no existiría.

Mediante resolución exenta N° 4372 de fecha 7 de septiembre de 2018 se ratificó una multa de US$173.250 interpuesta por la Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales de Antofagasta (“Seremi”), en contra de Parque Eólico Taltal S.A. por atraso en la construcción del parque eólico del mismo nombre. La multa tiene su origen en el Contrato de Concesión de Uso Oneroso suscrito con el Seremi sobre el terreno en que se encuentra emplazado el parque eólico. Dicho contrato consideraba un plazo máximo de construcción, el que fue excedido en 14 días.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por M$4.753.893 al 30 de septiembre de 2018 (ver Nota 23). Si bien existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.
.

37. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales al 30 de septiembre de 2018 y 2017, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30/09/2018 M$						30/09/2017 M$
				Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
Pehuenche	GASTOS MEDIOAMBIENTALES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	C.H. Pehuenche E E Pehuenche S.A. Suministro de equipos de medicion de caudales.	En proceso	40.266	40.266	-	-	-	**40.266**	
		Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	39.132	-	39.132	-	-	**39.132**	4.438
Enel Distribución Chile S.A.	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES AT	Consiste en la corta de ramas hasta llegar a las condiciones de seguridad a que debe ser dejado el follaje respecto a los conductores.	En proceso	77.048	-	77.048	19.654	31/12/2018	**96.702**	103.261
	GESTIÓN DE RESPEL	Gestión de residuos peligrosos.	Terminado	3.038	-	3.038	-	30/06/2018	**3.038**	265
	GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	El servicio consiste en la mantencion de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de Enel	En proceso	115.715	-	115.715	36.663	31/12/2018	**152.378**	46.771
		El servicio consiste en el desmalezado y control de malezas en recintos de subestaciones de poder eléctricas con el objetivo de mantener libre de malezas los recintos asegurando una buena operación de estas instalaciones.	En proceso	57.703	-	57.703	568	31/12/2018	**58.271**	160.038
	PERMISOS AMBIENTALES	Declaración de Impacto Ambiental: 1) Nueva subestación Seccionadora Lampa y 2) Línea Ochagavia - Florida, tramo Sanjon La Aguada	En proceso	14.160	14.160	-	5.203	30/08/2018	**19.363**	-
	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	19.416	19.416	-	373.059	31/12/2018	**392.475**	-
		Poda de arboles en cercanía de la red de media tensión.	En proceso	4.981.965	2.472.768	2.509.197	502.599	31/12/2018	**5.484.564**	3.570.945
	MEJORAS EN LA RED MT	Reemplazo de red desnuda MT por cable protegido	En proceso	183.041	183.041	-	18.056	31/12/2018	**201.097**	3.229.983
	CAMBIO DE RED TRAD X CALPE	Reemplazo de red tradicional por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	1.050.107	1.050.107	-	530.712	31/12/2018	**1.580.819**	-
	REEMPLAZO TD DAE CONCENTRICA X TD. TRIF. RED CALPE	Reemplazo de red concentrical por Calpe (Cable aluminio Preensamblado) BT	En proceso	1.114.397	1.114.397	-	295.961	31/12/2018	**1.410.358**	-
	REEMPL TRAFOS TRIFAS MEJ CALIDAD BT	Reemplazo de transformadores con problemas de cargabilidad	En proceso	1.418.112	1.418.112		1.353.909	31/12/2018	**2.772.021**	-
	MANEJO AMBIENTAL	Manejo Ambiental de Reforestación en Cerro Chena y Parque Metropolitano.	En proceso	15.488	-	15.488	803	31/12/2018	**16.291**	-
	Retiro de Asbesto Desde Cables Subterráneos	Retiro de cinta ignífuga con asbesto desde la red subterránea MT.	En proceso	224.730	146.300	78.430	118.337	31/12/2018	**343.067**	150.000
Gas Atacama Chile	MONITOREO AMBIENTAL	Monitoreo Ambiental Cto. con SK Ecología, operación y mantenimiento CEMS	En proceso	447.062	-	447.062	-	-	**447.062**	1.320.598
	NORMALIZACIÓN CEMS	Normalización bodegas, gestión ambiental, regularización evaluac.impacto ambiental (EIA)	En proceso	518.085	518.085	-	-	-	**518.085**	368.912
	Centrales hidráulicas	Manejo de residuos e higienización	En proceso	11.567	-	11.567	-	-	**11.567**	-
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Bocamina U1-2: Operación y mantenimieno monitoreo estaciones calidad aire y meteorologica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validacion Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocineticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,	En proceso	853.088	-	853.088	-	-	**853.088**	748.742
	GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	2.240.902	-	2.240.902	-	-	**2.240.902**	520.313
	GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	74.781	-	74.781	-	-	**74.781**	126.361
	C.H. Ralco	Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Maipu	En proceso	2.745.096	2.745.096	-	-	-	**2.745.096**	71.281
	CC.TT. Tal Tal	Abatimiento Nox Taltal: Ingeniería, Obras Civiles y permisos	En proceso	205.005	205.005	-	-	-	**205.005**	3.056.117
Total				**16.449.904**	**9.926.753**	**6.523.151**	**3.255.524**	-	**19.705.428**	13.478.025

(6.523.151)

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30/09/2017					
				M$					
				Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
Pehuenche	GASTOS MEDIOAMBIENTALES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	4.438	-	4.438	-	-	4.438
Enel Distribución Chile S.A.	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES AT	Esta actividad contempla el mantenimiento de la franja de servidumbre de una línea de alta tensión entre 34,5 y 500 kV.	En proceso	103.261	-	103.261	-	31/12/2017	103.261
	GESTIÓN DE RESPEL	Gestión de residuos peligrosos	Terminado	265		265		30/09/2017	265
	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Poda de arboles en cercanía de la red de media tensión.	En Proceso	1.061.486	-	1.061.486	2.509.459	31/12/2017	3.570.945
	GESTION AMBIENTAL EN SSEE	Mantenimiento arborizacion de SSEE y retiro de maleza, escombros y basura, perímetro exterior	En Proceso	141.394	-	141.394	18.644	29/12/2017	160.038
		Considera todo trabajo de carácter ambiental que se realiza dentro y fuera de las SSEE, como fumigacion, colocacion y/o reparacion de cebos para roedores, reparacion sistema de riego, retiro de desechos, inspecciones abientales, mantenimiento de jardines	Terminado	46.771	-	46.771	-	30/09/2017	46.771
	MEJORAS EN LA RED MT/BT	Reemplazo de red tradicional por Calpe protegido, concentrico, otros.	En Proceso	1.869.079	1.869.079	-	1.360.904	31/12/2017	3.229.983
	PERMISOS AMBIENTALES	Linea base para estudio de Impacto Ambiental, cumplimiento RCA y normativo, perparacion de informes y permiso sectoriales.	En proceso	21.607	21.607		34.811	31/12/2017	56.418
	CONTROL DE RUIDOS	Medicion de ruido y campos electromagneticos en subestacion, lineas y otras instalaciones.	En proceso	786	-	786	-	31/12/2018	786
	RETIRO DE ASBESTO DESDE CABLES SUBTERRANEOS	Retiro de cinta ignifuga con asbesto desde la red subterranea MT.	En Proceso	112.710	112.710	-	37.290	20/12/2017	150.000
	ARBORIZACIONES DE SUBESTACIONES Y LINEAS AT	Planes de manejo forestal, reforestaciones, construccion y mantenimiento de fajas arborizadas en subestaciones	En proceso	136.316	136.316		20.390	29/12/2017	156.706
Gas Atacama	MONITOREO AMBIENTAL	Monitoreo Ambiental Cto. Con SK Ecologia, operación y mantenimiento CEMS	En proceso	1.320.598		1.320.598		-	1.320.598
	NORMALIZACION CEM S	Normalizacion bodegas, gestion ambiental	En proceso	368.912	368.912				368.912
Eolica Canela	GASTOS MEDIO AMBIENTALES EN CC.EE.	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso	11.885	-	11.885	-	-	11.885
	MEJORAMIENTO SECTORES REVEGETADOS	Mantenimiento RCA (Medio ambiente)	En proceso	51.174	51.174	-	-	-	51.174
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Bocamina U1-2: Operación y mantenimieno monitoreo estaciones calidad aire y meteorologica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validacion Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isoceneticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,	En proceso	748.742	-	748.742	-	-	748.742
	GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.T.)	En proceso	126.361	-	126.361	-	-	126.361
	GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.H.)	En proceso	520.313	-	520.313	-	-	520.313
	C.H. Ralco	Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Maipu	En proceso	71.281	-	71.281	-	-	71.281
	C.H. El Toro	Retiro Residuos Domesticos e Industriales	En proceso	1.142.550	1.142.550	-	-	-	1.142.550
	C.T. Tal Tal	Abatimiento Nox Taltal: Ingeniería, Obras Civiles y permisos	En proceso	3.056.117	3.056.117	-	-	-	3.056.117

38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ENTIDADES CONSOLIDADAS

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales entidades consolidadas al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera.

		30/09/2018																	
	Estados financieros	Activos Corriente M$	Activos No Corrientes M$	Total Activos M$	Pasivos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$	Patrimonio M$	Total de Patrimonio y Pasivos M$	Ingresos Ordinarios M$	Materias primas y consumibles utilizados M$	Margen de Contribución M$	Resultado Bruto de explotación M$	Resultado de explotación M$	Resultado Financiero M$	Resultado antes de impuesto M$	Impuesto sobre la sociedad M$	Ganacia (Perdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral total M$
Grupo Enel Distribución Chile	Consolidado	237.503.889	936.884.102	1.174.387.991	225.200.924	183.780.737	765.406.330	1.174.387.991	933.176.392	(726.072.467)	207.103.925	138.208.654	107.586.367	5.061.053	112.647.419	(30.269.944)	82.377.476	1.716.183	84.093.659
Enel Generación Chile	Separado	460.039.556	2.693.875.338	3.153.914.894	394.064.994	941.366.019	1.818.483.881	3.153.914.894	1.063.564.172	(814.699.905)	248.864.267	172.147.474	118.476.014	(34.802.425)	260.134.430	(19.088.810)	241.045.620	(45.328.882)	195.716.738
Enel Distribución Chile	Separado	228.126.955	930.643.182	1.158.770.137	224.277.307	183.331.788	751.161.040	1.158.770.135	930.505.838	(725.255.798)	205.250.040	137.463.159	107.027.432	4.484.483	111.511.915	(30.619.244)	80.892.671	1.716.183	82.608.854
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	47.621.088	181.453.503	229.074.591	49.586.603	46.783.692	132.704.296	229.074.591	105.756.163	(15.616.303)	90.139.859	85.963.236	80.373.272	76.871	80.450.143	(21.664.781)	58.785.362	-	58.785.362
Enel Green Power Chile Ltda.	Separado	139.541.642	647.498.464	787.040.106	104.296.631	119.441.516	563.301.959	787.040.106	8.670.554	20.361	8.690.915	2.790.493	2.238.719	(9.045.144)	66.717.950	1.271.550	67.989.500	45.690.945	113.680.445
Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Separado	26.790.086	249.124.036	275.914.122	80.056.675	123.955.920	71.901.527	275.914.122	29.115.883	(4.354.993)	24.760.890	19.664.497	10.642.026	(712.916)	9.929.111	(1.424.350)	8.504.761	(6.349.194)	2.155.566
Geotermica del Norte S.A.	Separado	12.295.351	353.748.642	366.043.993	33.970.643	1.259.104	330.814.246	366.043.993	10.498.725	(1.881.580)	8.617.144	8.012.256	527.505	(3.834.688)	(3.307.183)	893.877	(2.413.306)	28.746.613	26.333.307
Parque Eolico Talinay Oriente S.A.	Separado	58.846.170	84.834.363	143.680.533	5.340.754	19.028.104	119.311.675	143.680.533	6.849.126	(2.069.325)	4.779.801	3.188.992	377.563	556.398	933.961	(255.511)	678.450	10.490.837	11.169.287
Enel Green Power del Sur	Separado	111.686.366	633.529.984	745.216.350	45.111.962	444.084.980	256.019.409	745.216.351	57.254.627	(15.033.576)	42.221.051	32.472.950	17.806.035	(12.023.351)	5.782.684	(1.662.704)	4.119.981	21.683.229	25.803.209
Grupo Enel Green Power	Consolidado	275.016.769	1.602.177.381	1.877.194.150	331.861.941	733.585.980	811.746.229	1.877.194.150	113.849.549	(17.965.684)	95.883.865	77.705.314	36.889.439	(29.217.413)	7.621.977	(4.501.995)	3.119.982	106.228.390	109.348.372
Grupo Enel Generación Chile	Consolidado	506.449.561	2.962.446.973	3.468.896.534	374.279.539	1.076.008.587	2.018.608.408	3.468.896.534	1.089.554.177	(628.234.351)	461.319.826	365.924.695	279.308.799	(31.716.681)	249.719.906	(60.067.673)	189.652.233	(51.114.121)	138.538.112
Grupo GasAtacama Chile S.A.	Consolidado	177.712.882	596.432.941	774.145.823	109.551.905	88.880.696	575.713.222	774.145.823	200.195.694	(70.830.370)	129.365.324	107.390.076	79.828.133	3.008.874	83.314.649	(19.245.418)	64.069.231	(5.785.238)	58.283.993

		31/12/2017																	
	Estados financieros	Activos Corriente M$	Activos No Corrientes M$	Total Activos M$	Pasivos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$	Patrimonio M$	Total de Patrimonio y Pasivos M$	Ingresos Ordinarios M$	Materias primas y consumibles utilizados M$	Margen de Contribución M$	Resultado Bruto de explotación M$	Resultado de explotación M$	Resultado Financiero M$	Resultado antes de impuesto M$	Impuesto sobre la sociedad M$	Ganacia (Perdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral total M$
Grupo Enel Distribución Chile S.A.	Consolidado	261.378.069	893.633.580	1.155.011.649	408.687.866	61.965.918	684.357.865	1.155.011.649	1.333.027.456	(1.062.076.645)	270.950.811	177.188.798	132.510.164	6.411.839	139.079.732	(34.030.322)	105.049.408	1.515.176	106.564.584
Enel Generación Chile S.A.	Separado	590.543.532	2.602.962.586	3.193.506.118	489.875.667	891.083.155	1.812.547.296	3.193.506.118	1.629.277.585	(1.140.707.431)	488.570.154	364.131.027	285.498.271	(37.647.691)	528.254.308	(60.153.339)	468.100.969	72.617.351	540.718.320
Enel Distribución Chile S.A.	Separado	257.229.219	887.681.380	1.144.910.599	393.273.852	61.523.557	690.113.190	1.144.910.599	1.330.023.450	(1.060.875.186)	269.148.264	176.635.873	133.340.940	5.252.070	138.806.087	(35.037.127)	103.768.959	1.543.151	105.312.110
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)	116.212.053	110.957.039	103.556.904	(395.231)	103.206.672	(26.346.081)	76.860.591	-	76.860.591
Grupo Enel Generación Chile S.A.	Consolidado	662.804.359	2.891.657.830	3.554.462.189	543.356.500	1.022.091.737	1.989.013.952	3.554.462.189	1.634.937.088	(903.978.007)	730.959.081	581.142.074	463.860.015	(36.610.248)	537.641.733	(112.099.519)	425.542.214	67.663.516	493.205.730
Grupo GasAtacama Chile S.A.	Consolidado	182.143.224	611.319.090	793.462.314	75.370.131	83.894.880	634.197.303	793.462.314	307.272.380	(170.752.796)	136.519.584	106.213.750	70.509.184	1.432.674	80.142.531	(25.417.139)	54.725.392	(3.338.115)	51.387.277

39. HECHOS POSTERIORES

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 1 de octubre de 2018 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados.

ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

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

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda extranjera	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo		**199.418.835**	**419.456.026**
	Dólares	20.667.980	14.016.335
	Euros	-	11.594
	Peso Argentino	139.833	6.263.344
	$ no reajustables	178.611.022	399.164.753
Otros activos financieros corrientes		**6.528.497**	**20.627.062**
	Dólares	5.985.186	20.441.150
	$ no reajustables	543.311	185.912
Otros activos no financieros corrientes		**14.761.819**	**6.002.142**
	Dólares	2.565.817	902.026
	Peso Argentino	43.516	32.621
	$ no reajustables	12.152.486	5.067.495
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		**430.782.370**	**419.752.286**
	Dólares	7.582.790	5.273.104
	Euros	5.557	-
	Peso Argentino	725.810	1.073.072
	$ no reajustables	421.219.211	412.267.621
	U.F.	1.249.002	1.138.489
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes		**30.008.366**	**71.856.046**
	Dólares	17.217.991	22.793.820
	Euros	4.625.279	42.663.049
	$ no reajustables	8.165.096	6.399.177
Inventarios corrientes		**47.350.589**	**39.686.942**
	Dólares	5.220.602	-
	$ no reajustables	42.129.987	39.686.942
Activos por impuestos corrientes		**43.420.327**	**77.756.048**
	Peso Argentino	168.714	146.525
	$ no reajustables	42.951.124	77.609.523
	U.F.	300.489	-

TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**772.270.803**	**1.055.136.552**

ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda extranjera	30/09/2018 M$	31/12/2017 M$
Otros activos financieros no corrientes		**46.825.392**	**33.418.204**
	Dólares	44.293.783	30.789.705
	$ no reajustables	2.531.609	2.628.499
Otros activos no financieros no corrientes		**15.035.764**	**13.813.139**
	Dólares	221.266	322.744
	Peso Argentino	196.409	378.940
	$ no reajustables	14.456.850	12.326.385
	U.F.	161.239	785.070
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		**95.453.395**	**36.182.399**
	Dólares	503.741	-
	Peso Argentino	25.706	62.563
	$ no reajustables	74.195.378	25.228.146
	U.F.	20.728.570	10.891.690
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		**13.218.760**	**16.912.454**
	Dólares	3.658.997	3.783.316
	Peso Argentino	206.248	105.151
	$ no reajustables	9.353.515	13.023.987
Activos intangibles distintos de la plusvalía		**105.470.932**	**55.170.904**
	Dólares	43.038.012	-
	Peso Argentino	253.937	253.849
	$ no reajustables	62.178.983	54.917.055
Plusvalía		**913.739.652**	**887.257.655**
	Dólares	7.281.408	-
	$ no reajustables	906.458.244	887.257.655
Propiedades, Planta y Equipo		**5.139.558.913**	**3.585.687.137**
	Dólares	1.463.229.175	-
	Peso Argentino	15.646.727	15.450.783
	$ no reajustables	3.660.683.011	3.570.236.354
Propiedad de inversión		**8.342.134**	**8.356.772**
	$ no reajustables	8.342.134	8.356.772
Activos por impuestos diferidos		**48.763.727**	**2.837.792**
	Dólares	27.072.845	-
	$ no reajustables	21.690.882	2.837.792

TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**6.386.408.669**	**4.639.636.456**
TOTAL ACTIVOS		**7.158.679.472**	**5.694.773.008**

PASIVOS CORRIENTES	Moneda extranjera	30/09/2018 Hasta 90 días M$	30/09/2018 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		**32.542.318**	**373.189.546**	**7.999.866**	**10.815.582**
	Dólares	16.751.144	71.757.869	7.999.743	3.888.150
	$ no reajustables	7.511.013	286.151.298	123	-
	U.F.	8.280.161	15.280.379	-	6.927.432
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes		**429.027.290**	**-**	**590.848.682**	**3.649.924**
	Dólares	35.381.121	-	16.184.962	-
	Euros	1.824.869	-	3.174.586	-
	Peso Argentino	329.661	-	732.777	-
	$ no reajustables	390.890.729	-	570.756.357	3.649.924
	U.F.	600.910	-	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		**100.744.670**	**10.220.792**	**119.612.972**	**-**
	Dólares	26.891.194	19.022	9.090.837	-
	Euros	37.950.192	10.201.770	28.830.246	-
	Pesos Colombianos	-	-	12.487	-
	Soles	-	-	2.110	-
	Peso Argentino	-	-	74.740	-
	$ no reajustables	35.903.284	-	81.602.552	-
Otras provisiones corrientes		**3.325.980**	**2.707.731**	**384.955**	**5.251.216**
	Peso Argentino	113	-	45.419	-
	$ no reajustables	3.325.867	2.707.731	339.536	5.251.216
Pasivos por impuestos corrientes		**742.043**	**1.631.304**	**904.248**	**66.123.259**
	Peso Argentino			146.769	-
	$ no reajustables	742.043	1.631.304	757.479	66.123.259
Otros pasivos no financieros corrientes		**15.169.983**	**-**	**-**	**11.225.942**
	$ no reajustables	15.169.983	-	-	11.225.942

TOTAL PASIVOS CORRIENTES	581.552.284	387.749.373	719.750.723	97.065.923

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda extranjera	30/09/2018 de 13 meses a 5 años M$	30/09/2018 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		**394.087.137**	**1.295.624.096**	**-**	**-**
	Dólares	230.492.229	1.107.873.752	-	-
	$ no reajustables	41.351.876	-	-	-
	U.F.	122.243.032	187.750.344	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes		**7.176.598**	**2.007.182**	**659.824**	**-**
	Dólares	6.719.326	2.007.182	947	-
	Peso Argentino	-	-	173.343	-
	$ no reajustables	457.272	-	485.534	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes		**426.190.493**	**-**	**318.518**	**-**
	Dólares	426.190.493	-	-	-
	Euros			318.518	-
Otras provisiones no corrientes		**24.386.728**	**65.254.146**	**52.318**	**78.370.519**
	Dólares	2.938.564	7.097.517	-	-
	$ no reajustables	21.448.164	58.156.629	52.318	78.370.519
Pasivo por impuestos diferidos		**126.620.446**	**125.444.861**	**55.844.982**	**116.378.699**
	Dólares	58.560.088	8.789.788	-	-
	Peso Argentino			4.459.081	-
	$ no reajustables	68.060.358	116.655.073	51.385.901	116.378.699
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		**3.689.369**	**53.372.942**	**3.434.185**	**53.647.739**
	$ no reajustables	3.689.369	53.372.942	3.434.185	53.647.739
Otros pasivos no financieros no corrientes		**306.575**	**-**	**309.776**	**-**
	$ no reajustables	306.575	-	309.776	-

TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	982.457.346	1.541.703.227	60.619.603	248.396.957

TOTAL PASIVOS	1.564.009.630	1.929.452.600	780.370.326	345.462.880

ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 30/09/2018											
	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 por cobrar bruto	287.781.512	29.707.794	12.538.590	10.824.138	3.591.765	3.120.504	1.550.916	1.709.328	2.708.523	53.510.766	407.043.836	2.276.000
Provisión de deterioro	(324.835)	(53.784)	(480.025)	(670.032)	(787.068)	(542.809)	(482.360)	(1.010.116)	(773.696)	(34.408.532)	(39.533.257)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	63.271.791	-	-	-	-	-	-	-	-	9.760.748	73.032.539	93.177.395
Provisión de deterioro		-	-	-	-	-	-	-	-	(9.760.748)	(9.760.748)	-
Total	**350.728.468**	**29.654.010**	**12.058.565**	**10.154.106**	**2.804.697**	**2.577.695**	**1.068.556**	**699.212**	**1.934.827**	**19.102.234**	**430.782.370**	**95.453.395**

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 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 por cobrar bruto	291.417.828	33.630.393	17.506.620	3.996.144	2.189.405	4.565.337	2.861.581	2.470.973	1.796.958	54.604.283	415.039.522	1.917.828
Provisión de deterioro	(89.762)	(231.131)	(213.455)	(200.097)	(223.821)	(176.789)	(207.518)	(914.480)	(133.045)	(32.270.098)	(34.660.196)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	39.372.960	-	-	-	-	-	-	-	-	9.213.863	48.586.823	34.264.571
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.213.863)	(9.213.863)	-
Total	**330.701.026**	**33.399.262**	**17.293.165**	**3.796.047**	**1.965.584**	**4.388.548**	**2.654.063**	**1.556.493**	**1.663.913**	**22.334.185**	**419.752.286**	**36.182.399**

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 30/09/2018						Saldo al 31/12/2017					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$
Al día	1.396.362	283.987.915	43.257	6.069.597	1.439.619	290.057.512	1.145.472	288.681.858	52.679	4.653.798	1.198.151	293.335.656
Entre 1 y 30 días	307.335	26.377.691	19.249	3.330.103	326.584	29.707.794	451.929	30.202.328	22.869	3.428.065	474.798	33.630.393
Entre 31 y 60 días	71.813	11.109.375	6.568	1.429.215	78.381	12.538.590	133.114	15.573.493	8.780	1.933.127	141.894	17.506.620
Entre 61 y 90 días	15.699	10.189.939	2.136	634.199	17.835	10.824.138	22.305	3.228.258	2.795	767.886	25.100	3.996.144
Entre 91 y 120 días	7.861	3.214.321	1.235	377.444	9.096	3.591.765	9.505	1.817.086	1.422	372.319	10.927	2.189.405
Entre 121 y 150 días	7.428	2.639.668	913	480.836	8.341	3.120.504	7.118	4.216.619	1.093	348.718	8.211	4.565.337
Entre 151 y 180 días	6.077	1.318.072	403	232.844	6.480	1.550.916	5.333	2.526.954	699	334.627	6.032	2.861.581
Entre 181 y 210 días	4.166	1.386.689	302	322.639	4.468	1.709.328	10.103	2.127.005	446	343.968	10.549	2.470.973
Entre 211 y 250 días	4.483	2.553.131	362	155.392	4.845	2.708.523	3.979	1.599.571	394	197.387	4.373	1.796.958
Superior a 251 días	127.551	48.167.020	1.228	5.343.746	128.779	53.510.766	125.590	48.307.224	5.593	6.297.059	131.183	54.604.283
Total	**1.948.775**	**390.943.821**	**75.653**	**18.376.015**	**2.024.428**	**409.319.836**	**1.914.448**	**398.280.396**	**96.770**	**18.676.954**	**2.011.218**	**416.957.350**

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30/09/2018		Saldo al 30/09/2017	
	Número de clientes	Monto M$	Número de clientes	Monto M$
Documentos por cobrar protestados	1.876	256.320	1.916	260.628
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	2.238	10.450.383	2.747	6.317.581
Total	**4.114**	**10.706.703**	**4.663**	**6.578.209**

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30/09/2018	30/09/2017
	M$	M$
Provisión cartera no repactada	2.127.909	**6.289.647**
Provisión cartera repactada	841.195	**(772.031)**
Recuperos del periodo	103.758	**-**
Total	**3.072.862**	**5.517.616**

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30/09/2018		30/09/2017	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
	M$	M$	M$	M$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	5.217	12.651	12.687	41.108
Monto de las operaciones	1.656.551	3.072.862	2.015.802	5.517.616

ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Deudores comerciales	Saldo al 30/09/2018												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad Mayor a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**166.992.933**	**814.834**	**174.974**	**5.329.211**	**44.122**	**45.903**	**126.791**	**71.319**	**230.204**	**819.491**	**5.017.477**	**179.667.259**	**429.425**
- Grandes Clientes	157.230.403	153.948	175.541	372.829	44.122	45.903	126.791	71.319	230.204	819.491	4.798.143	**164.068.694**	
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-
- Otros	9.762.530	660.886	(567)	4.956.382	-	-	-	-	-	-	219.334	**15.598.565**	**429.425**
Provisión Deterioro	(382)	-	-	(17.588)	-	-	-	-	-	-	(1.444.852)	**(1.462.822)**	-
Servicios no facturados	101.672.913	98.239	-	828.654	-	-	-	-	-	-	-	**102.599.806**	**-**
Servicios facturados	65.320.020	716.595	174.974	4.500.557	44.122	45.903	126.791	71.319	230.204	819.491	5.017.477	**77.067.453**	**429.425**
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**120.788.579**	**28.892.960**	**12.363.616**	**5.494.927**	**3.547.643**	**3.074.601**	**1.424.125**	**1.638.009**	**2.478.319**	**4.137.294**	**43.536.504**	**227.376.577**	**1.846.575**
- Clientes Masivos	82.608.010	22.141.392	7.989.733	1.794.967	2.322.167	828.119	580.222	483.103	521.270	2.051.680	27.476.468	**148.797.131**	**1.826.404**
- Grandes Clientes	32.741.012	5.881.541	2.286.793	2.449.122	651.338	1.313.725	674.386	36.315	1.887.724	959.860	6.960.986	**55.842.802**	**14.572**
- Clientes Institucionales	5.439.557	870.027	2.087.090	1.250.838	574.138	932.757	169.517	1.118.591	69.325	1.125.754	9.099.050	**22.736.644**	**5.599**
Provisión Deterioro	(324.453)	(53.784)	(480.025)	(652.444)	(787.068)	(542.809)	(482.360)	(1.010.116)	(773.696)	(2.095.825)	(30.867.855)	**(38.070.435)**	**-**
Servicios no facturados	58.641.628	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**58.641.628**	**-**
Servicios facturados	62.146.951	28.892.960	12.363.616	5.494.927	3.547.643	3.074.601	1.424.125	1.638.009	2.478.319	4.137.294	43.536.504	**168.734.949**	**1.846.575**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**287.781.512**	**29.707.794**	**12.538.590**	**10.824.138**	**3.591.765**	**3.120.504**	**1.550.916**	**1.709.328**	**2.708.523**	**4.956.785**	**48.553.981**	**407.043.836**	**2.276.000**
Total Provisión Deterioro	**(324.835)**	**(53.784)**	**(480.025)**	**(670.032)**	**(787.068)**	**(542.809)**	**(482.360)**	**(1.010.116)**	**(773.696)**	**(2.095.825)**	**(32.312.707)**	**(39.533.257)**	**-**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**287.456.677**	**29.654.010**	**12.058.565**	**10.154.106**	**2.804.697**	**2.577.695**	**1.068.556**	**699.212**	**1.934.827**	**2.860.960**	**16.241.274**	**367.510.579**	**2.276.000**

Deudores comerciales	Saldo al 31/12/2017												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad Mayor a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**186.769.753**	**3.057.994**	**333.079**	**279.100**	**10.021**	**42.015**	**334.298**	**399.552**	**228.498**	**1.596.976**	**2.519.064**	**195.570.350**	**62.563**
- Grandes Clientes	186.724.468	3.057.994	333.079	279.100	10.021	42.015	334.298	399.552	228.498	1.596.976	2.519.064	**195.525.065**	**-**
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-
- Otros	45.285	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**45.285**	**62.563**
Provisión 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	333.079	279.100	10.021	42.015	334.298	399.552	228.498	1.596.976	2.519.064	**56.789.180**	**62.563**
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**104.648.075**	**30.572.399**	**17.173.541**	**3.717.044**	**2.179.384**	**4.523.322**	**2.527.283**	**2.071.421**	**1.568.460**	**4.286.717**	**46.201.526**	**219.469.172**	**1.855.265**
- Clientes Masivos	84.591.816	22.148.005	10.699.951	2.264.627	1.657.978	1.231.644	918.357	1.700.605	567.152	1.808.646	25.341.852	**152.930.633**	**1.781.421**
- Grandes Clientes	17.771.942	6.565.888	4.987.871	940.754	168.838	1.809.919	357.379	30.481	7.237	1.295.122	12.333.224	**46.268.655**	**-**
- Clientes Institucionales	2.284.317	1.858.506	1.485.719	511.663	352.568	1.481.759	1.251.547	340.335	994.071	1.182.949	8.526.450	**20.269.884**	**73.844**
Provisión Deterioro	(89.762)	(231.131)	(213.455)	(200.097)	(223.821)	(176.789)	(207.518)	(914.480)	(133.045)	(877.621)	(30.133.660)	**(33.401.379)**	**-**
Servicios no facturados	77.733.438	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**77.733.438**	**-**
Servicios facturados	26.914.637	30.572.399	17.173.541	3.717.044	2.179.384	4.523.322	2.527.283	2.071.421	1.568.460	4.286.717	46.201.526	**141.735.734**	**1.855.265**
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**291.417.828**	**33.630.393**	**17.506.620**	**3.996.144**	**2.189.405**	**4.565.337**	**2.861.581**	**2.470.973**	**1.796.958**	**5.883.693**	**48.720.590**	**415.039.522**	**1.917.828**
Total Provisión Deterioro	**(89.762)**	**(231.131)**	**(213.455)**	**(200.097)**	**(223.821)**	**(176.789)**	**(207.518)**	**(914.480)**	**(133.045)**	**(1.980.707)**	**(30.289.391)**	**(34.660.196)**	**-**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**291.328.066**	**33.399.262**	**17.293.165**	**3.796.047**	**1.965.584**	**4.388.548**	**2.654.063**	**1.556.493**	**1.663.913**	**3.902.986**	**18.431.199**	**380.379.326**	**1.917.828**

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas entidades consolidadas de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las entidades consolidadas utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 30/09/2018											
	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$	Total cartera bruta No Corriente M$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	**166.910.424**	**814.834**	**176.108**	**5.329.211**	**44.122**	**45.903**	**126.791**	**71.319**	**230.204**	**5.836.968**	**179.585.884**	**403.719**
- Grandes Clientes	157.230.403	153.948	176.108	372.829	44.122	45.903	126.791	71.319	230.204	5.617.634	164.069.261	-
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	9.680.021	660.886	-	4.956.382	-	-	-	-	-	219.334	15.516.623	403.719
Cartera repactada	**82.509**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**82.509**	**25.706**
- Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	82.509	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82.509	25.706
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**116.418.206**	**25.562.857**	**10.934.401**	**4.860.728**	**3.170.199**	**2.593.765**	**1.191.281**	**1.315.370**	**2.322.927**	**42.330.052**	**210.699.786**	**255.566**
- Clientes Masivos	78.600.808	19.020.794	6.613.565	1.187.168	1.944.723	490.370	424.832	385.043	365.878	24.419.391	133.452.572	249.967
- Grandes Clientes	32.496.249	5.751.197	2.233.746	2.449.122	651.338	1.313.725	674.386	36.315	1.887.724	7.766.064	55.259.866	-
- Clientes Institucionales	5.321.149	790.866	2.087.090	1.224.438	574.138	789.670	92.063	894.012	69.325	10.144.597	21.987.348	5.599
Cartera repactada	**4.370.373**	**3.330.103**	**1.429.215**	**634.199**	**377.444**	**480.836**	**232.844**	**322.639**	**155.392**	**5.343.746**	**16.676.791**	**1.591.009**
- Clientes Masivos	4.007.203	3.120.598	1.376.168	607.799	377.444	337.749	155.390	98.060	155.392	5.108.759	15.344.562	1.576.437
- Grandes Clientes	244.762	130.344	53.047	-	-	-	-	-	-	154.781	582.934	14.572
- Clientes Institucionales	118.408	79.161	-	26.400	-	143.087	77.454	224.579	-	80.206	749.295	-
Total cartera bruta	**287.781.512**	**29.707.794**	**12.539.724**	**10.824.138**	**3.591.765**	**3.120.504**	**1.550.916**	**1.709.328**	**2.708.523**	**53.510.766**	**407.044.970**	**2.276.000**

Tipos de cartera	Saldo al 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$	Total cartera bruta No Corriente M$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	**186.724.468**	**3.057.994**	**333.079**	**279.100**	**10.021**	**42.015**	**334.298**	**399.552**	**228.498**	**4.116.040**	**195.525.065**	**-**
- Grandes Clientes	186.724.468	3.057.994	333.079	279.100	10.021	42.015	334.298	399.552	228.498	4.116.040	195.525.065	-
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cartera repactada	**45.285**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**45.285**	**62.563**
- Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	45.285	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.285	62.563
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	**101.580.927**	**27.144.334**	**15.240.414**	**2.949.158**	**1.807.065**	**4.174.604**	**2.192.656**	**1.727.453**	**1.371.073**	**44.191.184**	**202.378.868**	**376.463**
- Clientes Masivos	81.786.896	19.120.060	9.323.291	1.705.992	1.285.659	882.926	671.894	1.554.175	423.730	20.987.147	137.741.770	342.063
- Grandes Clientes	17.522.970	6.565.888	4.590.254	940.754	168.838	1.809.919	357.379	30.481	7.237	13.521.914	45.515.634	-
- Clientes Institucionales	2.271.061	1.458.386	1.326.869	302.412	352.568	1.481.759	1.163.383	142.797	940.106	9.682.123	19.121.464	34.400
Cartera repactada	**3.067.148**	**3.428.065**	**1.933.127**	**767.886**	**372.319**	**348.718**	**334.627**	**343.968**	**197.387**	**6.297.059**	**17.090.304**	**1.478.802**
- Clientes Masivos	2.804.920	3.027.945	1.376.659	558.635	372.319	348.718	246.463	146.430	143.422	6.163.350	15.188.861	1.439.358
- Grandes Clientes	248.972	-	397.617	-	-	-	-	-	-	106.433	753.022	-
- Clientes Institucionales	13.256	400.120	158.851	209.251	-	-	88.164	197.538	53.965	27.276	1.148.421	39.444
Total cartera bruta	**291.417.828**	**33.630.393**	**17.506.620**	**3.996.144**	**2.189.405**	**4.565.337**	**2.861.581**	**2.470.973**	**1.796.958**	**54.604.283**	**415.039.522**	**1.917.828**

ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Chile

BALANCE	30/09/2018		31/12/2017	
	Energía y Potencia M$	Peajes M$	Energía y Potencia M$	Peajes M$
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	5.518.711	466.031
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	101.575.909	22.109.190	177.886.960	48.122.678
Total Activo estimado	**101.575.909**	**22.109.190**	**183.405.671**	**48.588.709**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	21.818.299	177.839
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	80.985.054	26.881.198	120.451.406	47.893.119
Total Pasivo estimado	**80.985.054**	**26.881.198**	**142.269.705**	**48.070.958**

CHILE

RESULTADO	30/09/2018		30/09/2017	
	Energia y Potencia M$	Peajes M$	Energia y Potencia M$	Peajes M$
Venta Energía	148.521.865	25.646.254	179.583.188	34.080.628
Compra de Energía	80.985.054	26.881.198	127.141.102	36.902.055

ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

Proveedores con pagos al día	Saldo al 30/09/2018				Saldo al 31/12/2017			
	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
Hasta 30 días	16.213.274	167.728.928	37.624.119	**221.566.321**	71.248.286	264.992.418	91.209.337	427.450.041
Entre 31 y 60 días	3.014.762	17.195.549	2.522.683	**22.732.994**	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	9.927.129	8.339.759	51.598.899	**69.865.787**	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	**-**	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	**-**	-	-	-	-
Más de 365 días	2.007.182	6.695.454	-	**8.702.636**	-	4.485	-	4.485
Total	**31.162.347**	**199.959.690**	**91.745.701**	**322.867.738**	**71.248.286**	**264.996.903**	**91.209.337**	**427.454.526**