



**Gerencia de Administración
Subgerencia de Consolidación y Reporting
Area de Consolidación y Reporting**

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

**correspondientes al periodo terminado
al 30 de septiembre de 2017**

**ENEL CHILE S.A.
Y FILIALES**

Miles de Pesos Chilenos

El presente documento consta de 3 secciones:

- Informe de los auditores independientes**
- Estados Financieros Consolidados Intermedios**
- Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios**



EY Chile
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4,
Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores de
Enel Chile S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados intermedios adjuntos de Enel Chile S.A. y filiales, que comprenden el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de septiembre de 2017, los estados consolidados de resultados integrales intermedios por el periodo de nueve y tres meses terminado el 30 de septiembre de 2017, los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio neto consolidado y de flujos de efectivo consolidado por el periodo de nueve meses terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración de Enel Chile S.A. es responsable por la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia de acuerdo con NIC 34 "Información Financiera Intermedia", incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

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

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

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



Opinión

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría, los mencionados estados financieros consolidados intermedios presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Chile S.A. y filiales al 30 de septiembre de 2017 y los resultados de sus operaciones por el periodo de nueve y tres meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y los flujos de efectivo por el periodo de 9 meses terminado en esa fecha, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos:

Estados consolidados intermedios comparativos de resultados integrales, cambios en el patrimonio neto y flujos de efectivo

No hemos auditado los estados comparativos de resultados integrales consolidados intermedios por los periodos de siete y tres meses terminados el 30 de septiembre de 2016, ni los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por el periodo de 7 meses terminados el 30 de septiembre de 2016, presentados en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos y, en consecuencia, no expresamos ninguna opinión al respecto.

Estado de Situación Financiera Consolidado al 31 de diciembre de 2016

Con fecha 28 de febrero de 2017, emitimos una opinión sin modificaciones sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016 de Enel Chile S.A. y filiales, en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2016, que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.

Emir Rahil A.

Santiago, 3 de noviembre de 2017

EY Audit SpA

ENEL CHILE S.A. Y FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 30 de Septiembre de 2017 y 31 de Diciembre de 2016**

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	272.087.378	245.999.192
Otros activos financieros corrientes	7	4.011.464	584.244
Otros activos no financieros corriente		9.014.877	15.831.486
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	8	439.597.558	445.071.856
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	9	30.156.932	52.858.384
Inventarios corrientes	10	36.782.135	37.539.596
Activos por impuestos corrientes	11	65.088.542	55.649.171
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		856.738.886	853.533.929
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-	12.993.008
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	12.993.008
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		856.738.886	866.526.937
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	7	33.587.054	28.827.542
Otros activos no financieros no corrientes		14.715.768	13.336.152
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8	35.435.980	33.500.105
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	18.188.198	18.738.198
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	43.758.342	44.470.750
Plusvalía	14	887.257.655	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	15	3.533.305.614	3.476.128.634
Propiedad de inversión	16	8.362.388	8.128.522
Activos por impuestos diferidos	17	22.929.760	21.796.517
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		4.597.540.759	4.532.184.075
TOTAL DE ACTIVOS		5.454.279.645	5.398.711.012

ENEL CHILE S.A. Y FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 30 de Septiembre de 2017 y 31 de Diciembre de 2016**

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	25.132.749	25.696.166
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	426.025.191	561.505.283
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9	54.995.068	90.428.929
Otras provisiones corrientes	22	5.379.036	6.493.532
Pasivos por impuestos corrientes	11	46.559.761	61.599.415
Otros pasivos no financieros corrientes		12.026.065	11.523.322
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		570.117.870	757.246.647
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	812.210.548	854.016.751
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	21	840.852	1.483.113
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	9	-	251.527
Otras provisiones no corrientes	22	68.104.719	63.106.908
Pasivo por impuestos diferidos	17	197.469.343	199.364.794
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	57.036.196	59.934.127
Otros pasivos no financieros no corrientes		308.000	313.503
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		1.135.969.658	1.178.470.723
TOTAL PASIVOS		1.706.087.528	1.935.717.370
PATRIMONIO			
Capital emitido	24.1	2.229.108.975	2.229.108.975
Ganancias acumuladas		1.754.976.619	1.569.375.291
Otras reservas	24.5	(1.017.014.701)	(1.035.092.978)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		2.967.070.893	2.763.391.288
Participaciones no controladoras	24.6	781.121.224	699.602.354
PATRIMONIO TOTAL		3.748.192.117	3.462.993.642
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		5.454.279.645	5.398.711.012

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2017 y 2016

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 (no auditado) M\$	2017 M\$	2016 (no auditado) M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	1.836.319.999	1.523.993.477	633.784.340	652.653.651
Otros ingresos, por naturaleza	25	13.515.273	9.440.048	5.573.844	4.842.287
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		1.849.835.272	1.533.433.525	639.358.184	657.495.938
Materias primas y consumibles utilizados	26	(1.174.034.394)	(924.363.874)	(380.605.617)	(371.755.717)
Margen de Contribución		675.800.878	609.069.651	258.752.567	285.740.221
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	15.b.1	9.462.386	8.516.412	2.889.932	3.138.890
Gastos por beneficios a los empleados	27	(92.032.705)	(75.153.381)	(28.405.808)	(29.248.835)
Gasto por depreciación y amortización	28	(113.396.070)	(94.747.258)	(37.569.815)	(40.883.936)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	28	(5.517.616)	(4.096.879)	(2.015.802)	(1.836.490)
Otros gastos por naturaleza	29	(89.551.655)	(110.320.549)	(36.070.284)	(68.476.765)
Resultado de Explotación		384.765.218	333.267.996	157.580.790	148.433.085
Otras ganancias (pérdidas)	30	109.858.945	121.438.796	-	121.325.212
Ingresos financieros	31	16.054.592	12.322.560	5.887.661	4.723.836
Costos financieros	31	(38.488.768)	(35.017.220)	(12.670.838)	(14.443.793)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	(1.461.191)	5.551.476	(682.879)	1.386.682
Diferencias de cambio	31	6.143.657	13.345.421	697.462	(2.407.167)
Resultado por unidades de reajuste	31	290.378	595.371	154.866	235.042
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		477.162.831	451.504.400	150.967.062	259.252.897
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	17	(117.061.338)	(85.395.211)	(37.604.203)	(55.187.639)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		360.101.493	366.109.189	113.362.859	204.065.258
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		360.101.493	366.109.189	113.362.859	204.065.258
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		247.566.294	248.356.110	77.906.727	138.311.426
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	24.6	112.535.199	117.753.079	35.456.132	65.753.832
GANANCIA (PÉRDIDA)		360.101.493	366.109.189	113.362.859	204.065.258
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	5,04	5,06	1,59	2,82
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	5,04	5,06	1,59	2,82
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	5,04	5,06	1,59	2,82
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	5,04	5,06	1,59	2,82
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76

ENEL CHILE S.A. Y FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2017 y 2016

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 (no auditado) M\$	2017 M\$	2016 (no auditado) M\$
Ganancia (Pérdida)		360.101.493	366.109.189	113.362.859	204.065.258
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 período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(1.957.896)	(1.644.451)	(1.346.987)	(341.030)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		4.263	(6.822)	1.400	(5.622)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	12.a	-	1.415.255	-	456.019
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		31.785.136	55.377.454	36.893.969	9.482.031
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		16.895.841	12.942.794	5.645.631	5.174.997
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		46.727.344	68.084.230	41.194.013	14.766.395
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		48.971.373	68.084.230	43.438.042	14.766.395
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		(14.042.165)	(18.652.971)	(8.612.065)	(4.123.905)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		(1.151)	1.842	(378)	1.518
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(14.043.316)	(18.651.129)	(8.612.443)	(4.122.387)
Total Otro resultado integral		34.322.169	49.433.101	34.219.711	10.644.008
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		394.423.662	415.542.290	147.582.570	214.709.266
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		268.825.632	278.051.306	99.059.789	144.709.116
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		125.598.030	137.490.984	48.522.781	70.000.150
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		394.423.662	415.542.290	147.582.570	214.709.266

ENEL CHILE S.A. Y FILIALES
Estado de cambio en el Patrimonio Neto Consolidado

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2017 y 2016 (no auditado)

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Cambios en Otras Reservas						Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
		Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta					
	(1)	(2)					(3)			(4)		
Saldo Inicial 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									247.566.294	247.566.294	112.535.199	360.101.493
Ganancia (pérdida)										21.259.338	13.062.831	34.322.169
Otro resultado integral		(1.192.454)	20.901.280	1.547.402	3.110	-	-	21.259.338		288.825.632	125.598.030	394.423.662
Resultado integral										288.825.632	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

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Cambios en Otras Reservas						Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
		Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta					
	(1)	(2)					(3)			(4)		
Saldo Inicial al 01/03/2016	2.229.108.975	10.192.702	(112.912.093)	-	14.841	(974.577.310)	-	(1.077.281.860)	1.401.747.665	2.553.574.780	601.429.570	3.155.004.350
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral									248.356.110	248.356.110	117.753.079	366.109.189
Ganancia (pérdida)										29.695.196	19.737.905	49.433.101
Otro resultado integral		(986.732)	29.838.015	-	(4.954)	848.867	-	29.695.196		278.051.306	137.490.984	415.542.290
Resultado integral										278.051.306	137.490.984	415.542.290
Dividendos									(50.367.681)	(50.367.681)	(22.925.065)	(73.292.746)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	1.180.553	3.898.680	-	-	(567.368)	-	4.511.865	-	4.511.865	3.004.240	7.516.105
Total de cambios en patrimonio	-	193.821	33.736.695	-	(4.954)	281.499	-	34.207.061	197.988.429	232.195.490	117.570.159	349.765.649
Saldo Final al 30/09/2016	2.229.108.975	10.386.523	(79.175.398)	-	9.887	(974.295.811)	-	(1.043.074.799)	1.599.736.094	2.785.770.270	718.999.729	3.504.769.999

(1) 24.1

(2) 24.3

(3) 24.5

(4) 24.6

ENEL CHILE S.A. Y FILIALES
Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2017 y 2016

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - septiembre	
		2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 (no auditado) 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		2.327.823.830	1.970.301.535
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		72.362	3.657.462
Otros cobros por actividades de operación		14.442.254	2.128.330
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.563.312.980)	(1.333.954.495)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(99.315.382)	(82.310.492)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(15.476.921)	(16.654.379)
Otros pagos por actividades de operación		(105.268.787)	(198.800.891)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(156.425.565)	(80.485.474)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(5.479.072)	(937.600)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		397.059.739	262.943.996
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		115.582.806	134.540.196
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(1.836.000)	(2.346.000)
Préstamos a entidades relacionadas		-	(71.832.477)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		4.428.997	35.687
Compras de propiedades, planta y equipo		(194.770.150)	(104.332.021)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(6.585.827)	(5.320.302)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		720.532	12.034
Cobros a entidades relacionadas		-	72.210.827
Dividendos recibidos		879.616	8.630.039
Intereses recibidos		5.531.047	3.690.136
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(76.048.979)	35.288.119
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos		-	136.870.540
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	136.870.500
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		-	40
Préstamos de entidades relacionadas		150.000.000	23.708
Pagos de préstamos		(2.760.832)	(35.736.079)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(1.960.047)	(1.002.577)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(150.000.000)	(167.450.455)
Dividendos pagados		(259.441.272)	(141.111.014)
Intereses pagados		(30.228.664)	(24.828.883)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(2.388.450)	(3.509.996)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(296.779.265)	(236.744.756)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los		24.231.495	61.487.359
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		1.856.691	(2.214.294)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		26.088.186	59.273.065
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	6	245.999.192	161.018.932
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6	272.087.378	220.291.997

ENEL CHILE S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

1.	ANTECEDENTES Y ACTIVIDAD DE ENEL CHILE S.A.....	11
1.1	Actividad del Grupo.....	12
1.2	Reorganización Societaria	13
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS	15
2.1	Bases de preparación	15
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	15
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	21
2.4	Sociedades filiales	22
2.5	Entidades asociadas.....	22
2.6	Acuerdos Conjuntos.....	22
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	23
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	25
a)	Propiedades, planta y equipo.....	25
b)	Propiedad de inversión	26
c)	Plusvalía	26
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía	27
d.1)	Costos de investigación y desarrollo	27
d.2)	Otros activos intangibles	27
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	27
f)	Arrendamientos.....	28
g)	Instrumentos financieros	28
g.1)	Activos financieros no derivados	28
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	29
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros	29
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	30
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura	30
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	31
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros	31
g.8)	Contratos de garantías financieras.....	31
h)	Medición del valor razonable	32
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación	33
j)	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.....	33
k)	Inventarios	34
l)	Provisiones	34
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares	34
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	35
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	35
o)	Impuesto a las ganancias	35
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos	36
q)	Ganancia (pérdida) por acción.....	37
r)	Dividendos	37
s)	Estado de flujos de efectivo	38
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	39
a)	Marco regulatorio:.....	39
b)	Temas Regulatorios 2017.....	41
c)	Revisiones tarifarias y procesos de suministro	42

5.	ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.....	44
6.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	45
7.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	46
8.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	47
9.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	49
9.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	49
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	49
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	50
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	51
9.2	Directorio y personal clave de la gerencia	52
9.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	53
9.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	54
10.	INVENTARIOS	54
11.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS	55
12.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	56
13.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	58
14.	PLUSVALÍA	60
15.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	61
16.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	65
17.	IMPUESTOS A LAS GANANCIAS	67
18.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	70
18.1	Préstamos que devengan intereses.....	70
18.2	Obligaciones con el Público No Garantizadas	71
18.3	Obligaciones con el Público Garantizadas.....	72
18.4	Obligaciones por arrendamiento financiero	72
18.5	Deuda de cobertura	73
18.6	Otros aspectos.....	73
19.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS	73
19.1	Riesgo de tasa de interés	73
19.2	Riesgo de tipo de cambio.....	74
19.3	Riesgo de commodities.....	74
19.4	Riesgo de liquidez.....	75
19.5	Riesgo de crédito.....	75
19.6	Medición del riesgo	75
20.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	76
20.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría	76
20.2	Instrumentos derivados.....	77
20.3	Jerarquías del valor razonable.....	79
21.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	80
22.	PROVISIONES.....	81
23.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	82
23.1	Aspectos generales:	82
23.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	82
23.3	Otras revelaciones:	83
24.	PATRIMONIO	84
24.1	Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo	84
24.2	Dividendos	84
24.3	Reservas por diferencias de conversión	84
24.4	Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas	84
24.5	Otras Reservas	84
24.6	Participaciones no controladoras	86

25.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS	87
26.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	88
27.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	88
28.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	88
29.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	89
30.	OTRAS GANANCIAS	89
31.	RESULTADO FINANCIERO.....	90
32.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO	92
32.1	Criterios de segmentación	92
32.2	Generación y Distribución.....	93
33.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	96
33.1	Garantías directas.....	96
33.2	Garantías Indirectas.....	96
33.3	Litigios y arbitrajes	97
33.4	Restricciones financieras	99
33.5	Otras informaciones	101
34.	DOTACION.....	103
35.	SANCIONES.....	103
36.	MEDIO AMBIENTE	104
37.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ENTIDADES CONSOLIDADAS	106
38.	HECHOS POSTERIORES	107
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL CHILE	108
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACION	109
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS.....	110
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA	111
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	114
	ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012	117
	ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	120
	ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE	124
	ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES	125

ENEL CHILE S.A. Y FILIALES
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO
TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017
(En miles de pesos)

1. ANTECEDENTES Y ACTIVIDAD DE ENEL CHILE S.A.

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") mediante un hecho esencial que su directorio resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar un análisis de reorganización societaria ("reorganización") 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 sus filiales 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 filiales 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. 3500, 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.

1.1 Actividad del Grupo

Enel Chile S.A., (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus entidades filiales, 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 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 (SEC) 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 filial de Enel South América S.R.L., entidad que a su vez es controlada por Enel S.p.A.

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 2017 la dotación del Grupo alcanzó los 1.979 trabajadores. En promedio la dotación del Grupo durante el período 2017 fue de 1.975 trabajadores (ver Nota 34).

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 filiales 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.

1.2 Reorganización Societaria

En Sesión Extraordinaria celebrada el 3 de julio de 2017, el Directorio de Enel Chile S.A., considerando la alta prioridad que tienen las energías renovables en la estrategia Open Power de Enel Chile y con el propósito de consolidar un vehículo que potencie al máximo dicha estrategia, propuso para la consideración de Enel SpA, una reorganización societaria (en adelante “la Reorganización”).

El propósito de la Reorganización consiste en integrar los activos energéticos renovables en Chile mantenidos por Enel Green Power Latin America Ltda. (“EGPL”) con Enel Chile, que a su vez, es 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 Superintendencia de Valores y Seguros 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 (“SEC”) de los Estados Unidos de Norteamérica.

EGPL es una filial de Enel, actualmente controlada a través de Enel Green Power S.p.A. (“EGP”). La Reorganización propuesta tiene como objetivo principal consolidar la posición de liderazgo de Enel Chile en la industria eléctrica en Chile a través de la fusión con EGPL, que se espera tenga como resultado un mayor nivel de crecimiento orgánico y mayor diversificación de la cartera de proyectos.

La Reorganización propuesta se espera que involucre dos fases, cada una de las cuales está condicionada en la implementación de la otra, según la siguiente descripción:

i) Oferta Pública de Adquisición de Acciones (“OPA”)

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

La efectividad de la OPA estará condicionada a lo siguiente:

- La adquisición de un número total de acciones que permitiría a Enel Chile incrementar su participación accionaria en Enel Generación Chile superior al 75% desde el actual 60%;
- La aprobación por la Junta de Accionistas de Enel Generación Chile de una modificación de los estatutos de la compañía que elimine el límite de concentración de propiedad accionaria en la compañía, el cual actualmente no permite que un solo accionista concentre más del 65% del capital emitido de la compañía según se recoge en el Título XII del DL 3.500;
- Que Enel Chile tenga disponibles para emitir en la OPA, el número necesario de nuevas acciones emitidas de Enel Chile una vez finalizado el período de suscripción preferente en el aumento de capital relacionado para permitir la suscripción del número de acciones y ADSs de Enel Chile requerido para satisfacer la Condición de Suscripción de Acciones/ADS;
- La ausencia de cualquier acción o procedimiento legal que busque (i) prohibir o prevenir la fusión entre Enel Chile y EGPL; (ii) imponer limitaciones significativas a la capacidad de Enel Chile para ejercer efectivamente sus derechos de propiedad sobre los activos de EGPL a ser asignados a Enel Chile como consecuencia de la fusión; (iii) imponer limitaciones a la capacidad de Enel Chile para continuar desarrollando y operando los proyectos de EGPL; y (iv) en general, cualquier acción o procedimiento legal presentado ante cualquier autoridad regulatoria, judicial o administrativa en cualquiera de las consecuencias indicadas en (i) y (iii) anteriores;
- La ausencia de cualquier acción o procedimiento legal que busque (i) prohibir o prevenir el cierre de la OPA; (ii) imponer limitaciones significativas a la capacidad de Enel Chile para efectivamente adquirir las acciones y ADS de Enel Generación Chile; (iii) imponer limitaciones a la capacidad de Enel Chile para ejercer sus derechos de propiedad sobre las acciones y ADS de Enel Generación Chile de acuerdo con las condiciones de la OPA; y (iv) en general, cualquier acción o procedimiento legal presentado ante cualquier autoridad regulatoria, judicial o administrativa en cualquiera de las consecuencias indicadas en (i) y (iii) anteriores;
- La Condición de Suscripción de Acciones/ADS;

- Enel S.p.A. debe mantener en todo momento una participación accionaria en Enel Chile de más del 50% y mantener su posición de accionista controlador de Enel Chile dentro del límite estatutario de concentración máxima accionaria situado en el 65% después de finalizada la Reorganización propuesta;
- Todas las otras condiciones para la fusión (distintas de la finalización exitosa de la OPA); y
- La ausencia de cualquier efecto material adverso.

ii) Fusión

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

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

La OPA será contabilizada como la adquisición de participaciones no controladoras en Enel Generación Chile. La transacción representaría un cambio en la participación accionaria de Enel Chile sobre Enel Generación Chile que no resulta en la pérdida de control, por lo tanto, se contabilizará como una transacción de patrimonio en conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

La Fusión será contabilizada como una combinación de entidades bajo control común de Enel, similar a una unificación de intereses (“pooling of interest”), efectuada por Enel Chile mediante la emisión de sus acciones a ser entregadas a EGP como consideración por la fusión propuesta de EGPL. Dado que Enel Chile y EGPL están actualmente bajo el control común de Enel, no es aplicable la contabilización de compra establecida en NIIF 3, Combinaciones de Negocios.

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 2017, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 03 de noviembre de 2017, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), siguiendo los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 34 *Información Financiera Intermedia*.

Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en los estados financieros anuales.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Chile y sus filiales al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2017 y 2016.

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

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. Las operaciones cuya moneda funcional es diferente a la moneda de presentación se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.7 y 3.m.

Tal como se describe en Nota 1, Enel Chile es una sociedad de reciente creación y representa una continuación de un negocio ya existente, específicamente de las actividades dentro de Chile que anteriormente desarrollaba la sociedad relacionada Enel Américas S.A. y cuyas participaciones societarias y activos y pasivos asociados le fueron transferidos con fecha 1 de marzo de 2016. Al tratarse de una operación bajo control común, Enel Chile ha considerado los mismos saldos que anteriormente formaban parte de los estados financieros consolidados de Enel Américas S.A., en lo relativo a sus actividades desarrolladas en Chile en su estado de situación financiera de apertura al 1 de marzo de 2016.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

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

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

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

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

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

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

NIIF 9 “Instrumentos Financieros”

En julio de 2014, el IASB emitió la versión final de la NIIF 9, que reemplaza a la NIC 39 “*Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición*” y sustituye a todas las versiones anteriores de este nuevo estándar. La NIIF 9 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y se permite su adopción anticipada. La NIIF 9 no requiere reexpresar períodos anteriores de manera obligatoria.

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

i) Clasificación y medición

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

- costo amortizado; si los activos financieros se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es obtener flujos de efectivo contractuales;
- valor razonable con cambios en otro resultado integral, si los activos financieros se mantienen en un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros; o
- valor razonable con cambios en resultados, categoría residual que comprende los instrumentos financieros que no se mantienen bajo uno de los dos modelos de negocio indicados anteriormente, incluyendo aquellos mantenidos para negociar y aquellos designados a valor razonable en su reconocimiento inicial.

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

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

ii) Deterioro

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

El nuevo modelo de deterioro se aplicará a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Las provisiones por deterioro se medirán en base a:

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

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

iii) Contabilidad de cobertura

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

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

La NIIF 9 también elimina el requisito cuantitativo actual de las pruebas de efectividad, en virtud del cual los resultados de la prueba retrospectiva deben estar dentro del rango 80%-125%, permitiendo que la evaluación de la eficacia se alinee con la gestión del riesgo a través de la demostración de la existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta.

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

El impacto real de la adopción de NIIF 9 en los estados financieros consolidados del Grupo en 2018 no se conoce aún y no puede estimarse de forma fiable, ya que dependerá de los instrumentos financieros que el Grupo posea y de las condiciones económicas en la fecha de su adopción, así como de las elecciones y juicios contables que se realicen durante el período de implementación. Sin embargo, en base al análisis preliminar realizado, se puede indicar lo siguiente:

- Clasificación y medición: el Grupo considera que los nuevos requisitos de clasificación de activos financieros conforme al modelo de negocio, no generarán efectos significativos y se espera que la mayor parte de los activos financieros continúen valorándose a costo amortizado, a excepción de los instrumentos de patrimonio y de los instrumentos financieros derivados, que se medirán a valor razonable.
- Deterioro: se está llevando a cabo un análisis de activos financieros, centrado en las cuentas por cobrar comerciales, que representan la mayor parte de la exposición crediticia del Grupo. Dada la elevada calidad crediticia de sus clientes, algunos de los cuales son entidades públicas, no se espera un impacto significativo si bien la cuantificación de su magnitud está sujeta todavía a un análisis más detallado de todos los elementos.
- Contabilidad de cobertura: dado que la transición a NIIF 9 implica la aplicación prospectiva de la contabilidad de coberturas, su adopción no tendrá impacto en los estados financieros consolidados en la fecha de aplicación inicial. El trabajo de implementación del nuevo modelo incluyó la evaluación de las relaciones de cobertura existentes y el análisis de nuevas estrategias que puedan ser aplicadas bajo la nueva norma. El Grupo considera que todas las relaciones de cobertura existentes actualmente, y que han sido designadas como coberturas eficaces, seguirán siendo aptas para la contabilidad de cobertura de acuerdo con NIIF 9.

Esta evaluación preliminar del impacto potencial, se basa en la información actualmente disponible y, por lo tanto, puede estar sujeta a cambios derivados de los análisis detallados que se están desarrollando o de nueva información disponible en el futuro.

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

El IASB emitió en mayo de 2014 la NIIF 15, norma aplicable a todos los contratos con clientes, con algunas excepciones, que reemplaza a todas las normas actuales relacionadas con el reconocimiento de ingresos:

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

Se requiere aplicar la norma para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018. Se permite la adopción anticipada. Respecto al método de transición, el Grupo aplicará el método retroactivo modificado, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial de la norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda), en la fecha de aplicación inicial. Según este método, la norma es aplicable sólo a contratos que no estén terminados al 1 de enero de 2018.

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

La NIIF 15 requiere revelaciones más detalladas que las normas actuales. Los requisitos de divulgación representan un cambio importante respecto a la práctica actual y aumentan significativamente el volumen de revelaciones a incluir en los estados financieros del Grupo.

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

El Grupo se encuentra desarrollando una evaluación de sus contratos con clientes para identificar y medir los posibles impactos de la aplicación de la norma en sus estados financieros consolidados. En la etapa actual del análisis, aún en desarrollo, la evaluación se ha centrado en los aspectos más afectados por la NIIF 15: identificación de las obligaciones contractuales; contratos con múltiples obligaciones; contratos con contraprestación variable y oportunidad del reconocimiento; análisis de principal versus agente; capitalización de los costos de obtener y cumplir con un contrato; y divulgaciones a proporcionar para cumplir con el estándar.

En base a la evaluación preliminar realizada se ha determinado que, de haberse aplicado esta normativa al 30 de septiembre de 2017, no se habrían generado efectos significativos en los estados financieros consolidados de Enel Chile S.A. y filiales. El grupo también está evaluando los cambios y mejoras que serán necesarios en los sistemas, controles internos, políticas y procedimientos, para cumplir con los requerimientos de la NIIF 15.

NIIF 16 “Arrendamientos”

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 por el IASB, la cual 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” y SIC 27 “Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento”.

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

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

- i) Contabilidad del arrendatario: la NIIF 16 requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo, similar a la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. Esto es, en la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario reconocerá en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso del bien y un pasivo por las cuotas futuras a pagar, y en el estado de resultados la depreciación por el activo involucrado separadamente del interés correspondiente al pasivo relacionado. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo.
- ii) Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto al modelo vigente de la NIC 17. El arrendador continuará clasificando los arrendamientos bajo los mismos principios de la norma actual, como arrendamientos operativos o financieros.

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

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

CINIIF 22 “Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas”

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

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

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

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

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

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

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

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2014-2016)</p> <p><i>Corresponde a una serie de enmiendas menores que aclaran, corrigen o eliminan una redundancia en las siguientes normas: NIIF 1 "Adopción por primera vez de las NIIF" y NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos".</i></p>	1 de enero de 2018
<p>Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones</p> <p><i>Estas modificaciones especifican los requerimientos contables respecto a: i) condiciones de cumplimiento cuando los pagos basados en acciones se liquidan en efectivo; ii) clasificación de transacciones de pagos basados en acciones, netas de retención de impuestos sobre la renta; y iii) modificación de los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia su clasificación de transacción liquidada en efectivo a transacción liquidada con instrumentos de patrimonio.</i></p>	1 de enero de 2018
<p>Enmienda a NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión</p> <p><i>El IASB emitió esta enmienda para aclarar que un cambio en la intención de la administración no es suficiente por sí misma para justificar la reclasificación de bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo, en bienes de inversión; esta reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso de bien.</i></p>	1 de enero de 2018
<p>Enmienda a NIIF 9: Características de cancelación anticipada con compensación negativa</p> <p><i>Esta enmienda permite a las compañías medir activos financieros, cancelados anticipadamente con compensación negativa, a costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral si se cumple una condición específica; en lugar de hacerlo a valor razonable con cambios en resultados.</i></p>	1 de enero de 2019
<p>Enmienda a NIC 28: Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos</p> <p><i>El IASB emitió estas modificaciones para aclarar que las entidades deben contabilizar las participaciones a largo plazo en una asociada o negocio conjunto, a la que no se aplica el método de la participación, utilizando la NIIF 9.</i></p>	1 de enero de 2019
<p>Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos</p> <p><i>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados" y la NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos" respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.</i></p> <p><i>El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación.</i></p>	Por determinar

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

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.I.1 y 23).
- 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 20).
- 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 6.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.I).
- 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. (ver Nota 3.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados 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 futuros.

2.3.1 Cambios en estimaciones contables.

La Sociedad ha efectuado un nuevo estudio de las vidas útiles asignadas a los principales componentes de las Propiedades, Plantas y Equipos del negocio de generación del Grupo. Dicho estudio ha otorgado evidencia suficiente para concluir que era necesario ajustar la vida útil remanente de ciertos activos, de tal forma que éstas

reflejaran de mejor forma el período de tiempo durante el cual se espera que estos activos estarán disponibles para su uso.

Considerando lo anterior, a contar del 1 de enero de 2017, Enel Chile modificó la vida útil remanente de ciertos elementos de sus Propiedades, Plantas y Equipos. Este cambio de estimación contable, originó un menor gasto por depreciación por M\$ 8.267.987 por el período terminado al 30 de septiembre de 2017. Se prevé que para el ejercicio 2017, el menor cargo a resultados por concepto de depreciación ascenderá a M\$ 11.023.983.

2.4 Sociedades filiales

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

Enel Chile tiene poder sobre sus filiales 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 filial.

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

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

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

2.4.1 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

Aunque el Grupo posee una participación superior al 50% en Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (en adelante "Aysén"), tiene la consideración de "negocio conjunto", ya que debido a los pactos o acuerdos establecidos entre los accionistas, el Grupo ejerce el control conjunto de la citada entidad.

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.

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

2.6 Acuerdos Conjuntos

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

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

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

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

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

Los resultados integrales de las sociedades filiales, se incluyen en los estados de resultados integrales consolidados desde la fecha en que Enel Chile obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de Enel Chile y de las sociedades filiales se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial 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 filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable 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 filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

- b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio 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.
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las entidades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “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 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 15 b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 15 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 22).

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 16.

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 filial. Durante el período de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

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

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del período (ver Nota 3.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 2017 y 31 de diciembre de 2016, 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 septiembre 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 septiembre de 2017 se ubicaron entre un 7,7% y un 11,5%.

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 12) y los activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios, en cuatro categorías:

- **Préstamos y cuentas por cobrar:** las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a empresas relacionadas se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable

inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

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

- **Inversiones mantenidas hasta el vencimiento:** aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento. Estas se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera Consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores (ver Nota 7).

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

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

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

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

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

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

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial, incluidos dentro de la categoría “Préstamos y cuentas por cobrar”, tanto del segmento de generación como del segmento de distribución de energía eléctrica, se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 8).
- Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías “Préstamos y cuentas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 7 y 20).

- Para el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la nota 3.g.1.

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, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

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

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

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

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

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 20.3.

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".

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

j) 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 filial adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

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

k) 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.

l) Provisiones

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

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

Las provisiones son revisadas al cierre de cada período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se 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.

l.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".

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el 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 filiales que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de "Otro Resultado Integral", netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera 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.

o) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas 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 filiales, 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 filiales, 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.

p) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias 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 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 25).
- 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 25).

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 25).

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

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

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

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

En contratos en los que 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.

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.

q) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número 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.

r) Dividendos

El artículo N° 79 de la Ley 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.

s) 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, contenida en el DFL N° 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. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas, proponer planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Energía que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, agrupando bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector.

El Ministerio de Energía cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES), el que en noviembre de 2014 reemplazó al Centro de Energías Renovables (CER).

La Ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: SIC (Sistema Interconectado Central), SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, se extiende longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km. Actualmente, se encuentra en desarrollo el proyecto de interconexión del SIC con el SING.

En la organización de la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, las que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo principal objetivo es el 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.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, el mercado eléctrico chileno se encuentra coordinado por un organismo independiente de derecho público, denominado Coordinador Eléctrico Nacional, cuya función es operar de manera segura y económica, los actuales Sistemas Interconectados Central y del Norte Grande y en el futuro próximo el Sistema Eléctrico Nacional. El Coordinador Eléctrico Nacional planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores.

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 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:

Cientes libres: Corresponden a aquellos clientes 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, para el suministro a sus clientes regulados, a través de licitaciones públicas reguladas por la CNE, y para el suministro a sus clientes libres, a través de contratos bilaterales.

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, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que es independiente de su despacho.

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 y Transmisión Dedicada. Son también parte del segmento de Transmisión, los Sistemas de Interconexiones Internacionales, los que se rigen por normas especiales.

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 cuatrienalmente 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, en que el Coordinador Eléctrico Nacional emite anualmente un plan de expansión, que debe ser aprobado por la Comisión Nacional de Energía. Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas con licitaciones abiertas a cualquier oferente y obras de expansión de instalaciones existentes, en cuyo caso la propiedad de la expansión corresponde al propietario de la instalación original que se modifica. 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.

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, con obligación de prestación de servicio a tarifas reguladas para abastecer a los clientes regulados.

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.

Las empresas de distribución pueden abastecer tanto a clientes regulados, bajo condiciones de suministro reguladas por la Ley, como a clientes no regulados, cuyas condiciones de suministro son libremente negociadas y acordadas en contratos bilaterales con los suministradores de energía (generadores o empresas 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 cinco 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 y además existe 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 basado en empresas modelo, que se compone de costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de distribución. Tanto la CNE, como las empresas de distribución agrupadas por áreas típicas, encargan estudios a consultores independientes. El valor agregado de distribución se obtiene ponderando los resultados del estudio encargado por la CNE y por las empresas en la 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 $\pm 4\%$.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del Valor Agregado de Distribución 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 ocho fijaciones tarifarias realizadas desde la privatización del sector.

b) Temas Regulatorios 2017

Ley 20.928 – Ley de Equidad Tarifaria

El Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial, el día 22 de junio de 2016, la Ley 20.928 que “Establece mecanismos de equidad tarifaria de servicios eléctricos”, modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos, decreto con fuerza de ley N°4, de 2006. Esta ley establece que las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales no podrán superar el promedio simple de éstas, incrementado en un 10% del mismo. Las diferencias que se generen por la aplicación de este mecanismo serán absorbidas progresivamente por todos los demás suministros sometidos a regulación de precios que estén bajo el promedio señalado, con excepción de aquellos usuarios residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh. Además, establece que para aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, se aplicará un descuento a la componente de energía del precio de nudo que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Ley entrega facultades al Regulador para incorporar dentro del Valor Agregado de Distribución algunos de los servicios no consistentes en suministro de energía asociados a la distribución.

En este contexto, en enero de 2017, el Ministerio de Energía, en conjunto con la CNE y la SEC, anunciaron a la opinión pública el término del cobro individual del servicio de “corte y reposición”, como se conoce al servicio de conexión y desconexión del suministro. Previo al anuncio, la CNE solicitó a las empresas distribuidoras cesar el cobro individual del mencionado servicio, toda vez que este concepto será incluido dentro de las tarifas de distribución, en el proceso de fijación tarifaria 2016-2020, el cual culminó en agosto 2017 con la publicación del decreto 11T, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución y que tendrá aplicación retroactiva a contar de 4 noviembre 2016.

Ley de Distribución

El día 29 de septiembre de 2016 se celebró el Seminario “El Futuro de la Distribución de Energía Eléctrica”, evento con el cual se dio inicio formal al proceso de discusión nacional de la nueva ley de distribución.

Dicho proceso liderado por el Ministerio de Energía, cuenta con la colaboración de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Durante los meses de noviembre y diciembre de 2016 y hasta fines de enero de 2017, se llevaron a cabo talleres en cuatro ámbitos de discusión: “Desarrollo de la red de distribución”, “Financiamiento de la red del futuro y

su tarificación”, “Modelos de negocio de la distribución” y “Servicios de la red del futuro”. El 13 de abril, se realizó cierre de esta primera etapa correspondiente al diagnóstico del sector de Distribución.

Plan Normativo CNE 2017

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

Reglamentos Publicados en 2017

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

c) Revisiones tarifarias y procesos de suministro

c.1 Fijación Tarifas de Distribución

Durante 2012, se llevó a cabo el proceso de fijación de tarifas de distribución y de servicios asociados a la distribución para el cuatrienio 2012-2016, que culminó con la publicación en el Diario Oficial de las tarifas a través del Decreto N°1T. De acuerdo con lo estipulado en la normativa, dichas tarifas rigieron hasta el 3 Noviembre de 2016.

Por otra parte, 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; Cuatrienio 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 filiales 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 Syste Ingenieria y Diseños S.A para efectuar el Estudio de Valor Agregado de Distribución Cuatrienio 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 cuatrienio 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.

c.2 Fijación de Tarifas de Subtransmisión

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 período 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 cuatrienio 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 tarifario de Subtransmisión se vuelve a extender (Decreto N°14 de 2012) hasta el 31 de diciembre de 2017.

En relación al período 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.

A la fecha no se ha publicado el decreto tarifario que fijará las nuevas tarifas.

c.3 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.

A la fecha no se ha publicado el decreto tarifario que fijará las nuevas tarifas.

c.4 Licitaciones

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

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 1.200 GWh/año (100%).

Cabe destacar que en este proceso, el precio promedio ponderado de la adjudicación fue 79,3 \$US/MWh, 30% menos que el precio observado en la últimas licitaciones, indicando que las modificaciones a la ley permiten, efectivamente, la reducción del precio al mejorar la competencia y reducir el riesgo de los generadores.

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 12.430 GWh/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 5.918 GWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

Con fecha 27 de enero de 2017, la CNE publicó las bases de Licitación 2017/01. Posteriormente, el 21 de marzo de 2017, la CNE emitió el Informe Preliminar de Licitaciones de Suministro Eléctrico 2017, especificando una proyección de demanda de energía eléctrica para el periodo 2017-2037. El informe mostró una disminución de las necesidades totales de suministro a contratar para el año 2024.

En este contexto, la CNE emitió el Informe Final de Licitaciones, a través de la Resolución Exenta N°250, de fecha 15 de mayo de 2017. En atención a la nueva previsión de demanda, la CNE mediante la Resolución Exenta N°305 del 16 de junio de 2017, modificó las Bases de Licitación de Suministro 2017/01, estableciendo que el monto a licitar será de 2,2 TWh/año a partir de 2024.

Los próximos hitos de la Licitación 2017/01 son: i) Entrega de Ofertas (11 de octubre de 2017), ii) Publicación Precio de Reserva (24 de octubre de 2017), iii) Apertura Ofertas Económicas (30 de Octubre) y iv) Adjudicación (mes de noviembre de 2017).

5. **ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.**

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

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

Finalmente, la venta se perfeccionó el 7 de febrero de 2017, el valor recaudado ascendió a M\$ 115.582.806 y originó una ganancia antes de impuestos de M\$ 105.311.912 (ver notas 6.d y 30, 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.

A continuación se presenta el saldo de la inversión que Enel Generación Chile mantenía en Electrogas S.A. al 31 de diciembre de 2016, el cual, siguiendo el criterio descrito en nota 3.j, fue clasificado como mantenido para la venta:

Patrimonio Electrogas S.A.	Participación	Valor de inversión en Electrogas S.A.
M \$	%	M \$
30.571.784	42,50	12.993.008

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

- a) La composición del rubro al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Efectivo en caja	51.092	48.002
Saldos en bancos	9.508.079	48.556.736
Depósitos a corto plazo	86.612.963	17.325.478
Otros instrumentos de renta fija	175.915.244	180.068.976
Total	272.087.378	245.999.192

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	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
\$ Chilenos	261.382.462	235.993.647
\$ Argentinos	6.324.844	4.807.406
US\$ Estadounidenses	4.380.072	5.198.139
Total	272.087.378	245.999.192

- c) No se han efectuado pagos para obtener el control de entidades consolidadas, al 30 de septiembre de 2017.
- d) Se han recibido montos por la venta de participación de entidades asociadas al 30 de septiembre de 2017.

Pérdida de control en asociadas	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Importe recibido por la venta de Asociadas (*)	115.582.806	132.820.800
Total neto	115.582.806	132.820.800

(*) Ver nota 5 (2017) y nota 12.a).2 (2016).

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

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 1/1/2017 (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\$	Cambios en valor razonable M\$	Diferencias de cambio M\$	Costos financieros (2) M\$	Otros cambios M\$	
Préstamos bancarios (Nota 18.1)	4.274	-	(3.219)	(10.339)	(13.558)	-	-	9.368	-	84
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 18.1)	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 18.1)	17.749.647	-	(1.960.047)	-	(1.960.047)	-	(804.823)	623.810	-	15.608.587
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 7 y 18)	23.640.892	-	(1.901.122)	-	(1.901.122)	(7.496.223)	(13.538.748)	2.679.596	(3.088.100)	296.295
Instrumentos derivados de no cobertura (Nota 18)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 9.1 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.

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.595.343	2.616.239
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	35.581	25.381
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (*)	173.302	462.801	-	652.733
Instrumentos derivados de cobertura	3.742.976	121.443	30.956.130	25.533.189
Instrumentos derivados no cobertura	95.186	-	-	-
Total	4.011.464	584.244	33.587.054	28.827.542

(*) Ver nota 20.1.a

Los montos incluidos en inversiones mantenidas hasta el vencimiento y activos financieros a valor razonable con cambios en resultado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).

8. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30/09/2017		31/12/2016	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	483.115.228	35.435.980	484.533.736	33.500.105
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	431.377.113	1.866.617	414.184.116	8.369.878
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	51.738.115	33.569.363	70.349.620	25.130.227

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30/09/2017		31/12/2016	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	439.597.558	35.435.980	445.071.856	33.500.105
Cuentas comerciales por cobrar, neto (2)	396.365.452	1.866.617	382.487.300	8.369.878
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	43.232.106	33.569.363	62.584.556	25.130.227

(1) Incluye al 30 de septiembre de 2017, cuentas por cobrar al personal por M\$7.612.244 (M\$11.167.266 al 31 de diciembre de 2016), impuestos por recuperar (IVA) por M\$17.236.450 (M\$18.658.849 al 31 de diciembre de 2016), impuestos por recuperar Perú por M\$3.750.619 (M\$15.035.980 al 31 de diciembre de 2016), seguros por cobrar por M\$6.512.008 (M\$.- al 31 de diciembre de 2016) y deudores por leasing por M\$33.467.353 (M\$23.296.996 al 31 de diciembre de 2016).

(2) Al 30 de septiembre de 2017, Enel Distribución Chile S.A. ha reconocido una provisión de ingresos por venta de energía y potencia por M\$ 15.636.885 (M\$ -8.581.761 por el ejercicio 2016), producto de la no aplicación de decretos de precio nudo promedio (PNP) y decretos de precio nudo de corto plazo (PNCP), según señala 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 período terminado al 30 de septiembre de 2017.

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

b) Deudores por leasing

Al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, los cobros futuros derivados de los deudores por leasing son los siguientes:

	30/09/2017			31/12/2016		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	4.193.240	954.590	3.238.650	2.807.385	696.299	2.111.086
Entre un año y cinco años	14.702.362	1.875.166	12.827.196	10.011.194	1.461.944	8.549.250
Más de cinco años	20.133.893	2.732.386	17.401.507	15.021.707	2.385.077	12.636.630
Total	39.029.495	5.562.142	33.467.353	27.840.286	4.543.320	23.296.966

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

c) Al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, 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	
	30/09/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	52.062.394	52.259.795
Con antigüedad entre tres y seis meses	8.385.026	10.795.139
Con antigüedad entre seis y doce meses	10.187.923	15.842.450
Con antigüedad mayor a doce meses	14.565.625	23.338.216
Total	85.200.968	102.235.600

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 marzo de 2016	36.846.377
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	4.172.291
Montos castigados	(1.537.734)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(19.054)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	39.461.880
Aumentos (disminuciones) del período (*)	5.517.616
Montos castigados	(1.461.826)
Saldo al 30 de septiembre de 2017	43.517.670

(*) Ver Nota 28 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 19.5).

e) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 03 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 6.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales, ver Anexo 6.1.

9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones 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.

9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre Enel Chile y sus entidades relacionadas no consolidadas son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar 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		No corrientes	
							30/09/2017	31/12/2016	30/09/2017	31/12/2016
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	70.700	83.448	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	12.748	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	47.112	129.755	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	68.234	57.827	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	302.459	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	64	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	7.139.610	16.780.275	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	36.067	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	US\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	587.224	587.224	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	8.144	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	298.982	278.834	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	11.104.473	22.321.017	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	102.025	142.926	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	325	8	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	76.263	-	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar SpA	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	89.164	98.353	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar SpA	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	20.362	21.774	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar SpA	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	30.508	-	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	9.895	243.946	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	545	-	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	83.886	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	194.879	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	375.185	145.858	-	-
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	80.513	81.377	-	-
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	76.263	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	48.030	25.559	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	6.852	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	476.189	-	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	311.373	34.851	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.011.310	2.121.609	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	76.130	-	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	96.254	36.276	-	-
76.532.379-7	Chilectra Inversud	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	150.246	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.526.883	1.614.168	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.477	29.989	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	13.327	-	-
Extranjero	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	791.622	423.462	-	-
Extranjero	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	43.897	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.328.268	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	567.181	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	15.192	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	71.039	519.570	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.926.567	2.356.523	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	46.557	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	349.086	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	346.061	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	76.670	-	-	-
Extranjera	Enel Perú S.A.C.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	341.948	-	-
Extranjera	Enel Perú S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.306	-	-	-
Extranjera	Compañía Energetica Veracruz S.A.C.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	639.233	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	354.283	1.251.369	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	796.750	398.957	-	-
Total							30.156.932	52.858.384	-	-

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		No corrientes	
							30/09/2017	31/12/2016	30/09/2017	31/12/2016
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	129.492	273.569	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	147.481	-	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	84.171	85.864	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	63.992	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	74.740	13.574	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.461	5.461	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	887.077	974.374	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2.239	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.442.937	1.695.658	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	72.123	92.005	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	-	331.447	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	23.632.567	4.872.264	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra carbón	Menos de 90 días	-	486.180	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	22.257	379.731	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	213.709	-	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	526.129	158.909	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	57.755.885	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	185.877	867.838	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	801.225	705.730	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	7.007.025	118.261	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	483.665	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	6.343.845	-	251.527
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.766.235	-	-	-
Extranjera	Enel Energia	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	299.962	163.911	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	355.499	379.716	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	80.919	45.153	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	81.691	332.709	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	88.277	-	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	58.395	48.434	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	121	301	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	589.896	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	95.221	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	1.509.692	1.103.206	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	2.023.830	2.171.864	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	228	333	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	9.073.290	7.406.880	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	87.448	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	CH\$	Peajes	Menos de 90 días	272	42.901	-	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile Ltda	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	128.871	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	120.296	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	763.570	564.764	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	477	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.273.457	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.777.308	1.660.149	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	21.949	-	-	-
Extranjero	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7.684	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	282.937	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	71.150	-	-	-
Total							54.995.068	90.428.929	-	251.527

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	30/09/2017 Totales M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 Totales M\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Venta de Gas	-	18.655.911
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	10.394.146	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	-	(45.057.418)
Extranjera	Enel Perú S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	7.408	60.847
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)	(1.933.040)
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Ingresos financieros	-	531.745
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	4.024.528	3.386.741
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Aprovechamientos	-	(352)
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	182.091
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(1.482.918)
Extranjera	Codensa	Colombia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	(709)
Extranjera	Codensa	Colombia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	395.832	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Brasil	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(35.949)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(124.933.302)	(68.646.784)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(36.410.642)	(28.357.896)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	85.274	82.762
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	(1.539)
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	-	1.912.448
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Electricidad	-	79.203
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	960.390
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(7.455.531)	(6.499.195)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(199.600)	(159.493)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	273.129	194.948
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	326.389	92.022
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)	(1.939.720)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	-	(560.892)
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	37.840
Extranjera	Enel Argentina S.A.	Argentina	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(970)
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	426.038	-
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(313.099)
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	Gastos financieros	(349)	-
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	(9.253)
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	4.984	106.738
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Matriz Común	Gastos financieros	(135)	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(1.012.077)	(830.846)
99.573.910-0	Chilectra Inversud	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	637
76.532.379-7	Chilectra Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	222.761
76.536.351-9	Endesa Américas S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	980.710
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	16.641	-
Extranjera	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	329.742	5.969
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	Derivados de commodities	9.123.622	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(3.195.918)	(2.532.259)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(148.373)	(117.027)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	26.610	103.933
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	212.275	23.527
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(11.629.735)	(9.263.761)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	66.518	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	144.008	533.796
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	-	(34.700)
Extranjera	Enel Italia Servizi	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(229.613)	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(74.539.125)	(24.659.209)
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	514.291	20.186
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	5.284	(436)
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur SPA	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	415.344	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(19.724.629)	(16.021.861)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	198	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	73.167	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	39.021	5.109
76.250.019-1	Enel Chile Ltda	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	170.107	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(14.049)	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(464)
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	21.501
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(328.310)
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	11.488	6.626.475
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Otros Aprovechamientos	-	(1.385.455)
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	46.557	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	115.699	50.379
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	85	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	66.518	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(366.104)	(268.986)
Total					(252.523.582)	(175.563.872)

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.

9.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El directorio vigente corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2016. En Sesión de Directorio celebrada el día 29 de abril fueron designados los actuales presidente y Vicepresidente 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.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 180 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de quince sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias en el ejercicio correspondiente.

Dicha remuneración mensual, tanto fija como eventual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada. 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.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La remuneración variable anual se pagará, de ser procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017.

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 desempeñare 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 sus filiales o coligadas, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas, o participadas en alguna forma, 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 al Comité de Directores una remuneración variable anual equivalente al 0,11765 por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará asimismo, 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:

- 60 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y

-22 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de quince sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias en el ejercicio correspondiente.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La remuneración variable se pagará, de ser procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enel Chile S.A. al 30 de septiembre de 2017 y 2016:

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	01-01-2017 - 30-09-2017	131.597	-	-
Extranjero	Giulio Fazio	Director	01-01-2017 - 30-09-2017	-	-	-
4.461.192-9	Fernan Gazmuri Plaza	Director	01-01-2017 - 30-09-2017	65.799	-	20.760
4.774.797-K	Pedro Pablo Cabrera Gaete	Director	01-01-2017 - 30-09-2017	65.799	-	20.760
5.672.444-3	Juan Gerardo Jofre Miranda	Director	01-01-2017 - 30-09-2017	65.799	-	20.760
Extranjero	Vincenzo Ranieri	Director	01-01-2017 - 30-09-2017	-	-	-
Extranjero	Salvatore Bernabei	Director	01-01-2017 - 30-09-2017	-	-	-
TOTAL				328.994	-	62.280

RUT	Nombre	Cargo	30/09/2016			
			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	01-03-2016 - 30-09-2016	87.294	-	-
Extranjero	Giulio Fazio	Vicepresidente	01-03-2016 - 30-09-2016	-	-	-
4.461.192-9	Fernan Gazmuri Plaza	Director	01-03-2016 - 30-09-2016	59.722	-	18.202
4.774.797-K	Pablo Cabrera Gaete	Director	01-03-2016 - 30-09-2016	59.722	-	18.202
5.672.444-3	Juan Gerardo Jofre Miranda	Director	01-03-2016 - 30-09-2016	59.722	-	18.202
Extranjero	Vincenzo Ranieri	Director	01-03-2016 - 30-09-2016	-	-	-
Extranjero	Salvatore Bernabei	Director	01-03-2016 - 30-09-2016	-	-	-
TOTAL				266.460	-	54.606

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

9.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
Extranjero	Nicola Cotugno (1)	Gerente General
7.625.745-0	Antonio Barreda Toledo	Gerente de Aprovisionamiento
24.950.967-1	Raffaele Grandi	Gerente de Administración, Finanzas y Control
15.307.846-7	José Miranda Montecinos	Gerente de Comunicación
24.166.243-8	Alain Rosolino (2)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (3)	Gerente de Auditoría
11.625.161-2	Pedro Urzúa Frei	Gerente de Relaciones Institucionales

- (1) El Sr. Nicola Cotugno asumió el 16 de agosto de 2016 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luca D'Agnesi, quien presentó su renuncia voluntaria a Enel Chile S.A., prestando sus servicios hasta esta misma fecha.
- (2) El Sr. Alain Rosolino asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Recursos Humanos y Organización, en reemplazo de la Sra. Paola Visintini Vacarezza.
- (3) El Sr. Raffaele Cutrignelli asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Auditoría, en reemplazo del Sr. Alain Rosolino.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Chile S.A., 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	
	30/09/2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 M\$
Remuneración	2.104.735	1.003.236
Beneficios a corto plazo para los empleados	355.874	250.950
Otros beneficios a largo plazo	33.765	145.841
Total	2.494.374	1.400.027

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.

9.4 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 S.A. para el Directorio y personal clave de la gerencia.

10. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Suministros para la producción	18.034.828	12.377.179
Gas	4.659.486	2.159.901
Petróleo	2.560.841	2.556.438
Carbón	10.814.501	7.660.840
Otros inventarios (*)	18.747.307	25.162.417
Total	36.782.135	37.539.596
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	18.747.307	25.162.417
Repuestos y otros insumos	12.718.000	17.076.698
Materiales eléctricos	6.029.307	8.085.719

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Por el período terminado al 30 de septiembre de 2017 y siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 259.857.273 y M\$ 217.636.163, respectivamente. Ver Nota 26

Al 30 de septiembre de 2017, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30/09/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Pagos provisionales mensuales	53.447.550	43.862.763
Crédito por utilidades absorbidas	11.422.226	11.398.609
Créditos por gastos de capacitación	85.000	241.700
Otros	133.766	146.099
Total	65.088.542	55.649.171

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30/09/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Impuesto a la renta	46.559.761	61.599.415
Total	46.559.761	61.599.415

12. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

12.1 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 período terminado al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2017	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 30/09/2017
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	3.982.934	-	860.177	(743.734)	(170.131)	-	-	-	3.929.246
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Chile	Peso chileno	51,00%	6.441.167	1.836.000	(2.757.012)	-	-	-	-	-	5.520.155
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Peso chileno	50,00%	8.222.762	-	447.864	-	-	-	-	-	8.670.626
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso Argentino	0,1153%	91.335	-	(12.220)	-	(11.276)	-	332	-	68.171
TOTALES					18.738.198	1.836.000	(1.461.191)	(743.734)	(181.407)	-	332	-	18.188.198

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/03/2016	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 31/12/2016
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	12.609.980	-	4.298.397	(3.979.095)	(543.649)	607.375	-	(12.993.008)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (2)	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	3.992.738	-	2.025.153	(2.598.035)	(768.994)	1.523.942	(4.174.804)	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	2.524.101	-	1.569.665	-	(110.832)	-	-	-	3.982.934
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Chile	Peso chileno	51,00%	5.946.641	2.346.000	(1.851.475)	-	-	-	-	-	6.441.166
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Peso chileno	50,00%	7.707.418	-	515.345	-	-	-	-	-	8.222.763
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso Argentino	0,1153%	-	65.804	23.611	-	(7.738)	(656)	10.314	-	91.335
Extranjera	Southern Cone S.A.	Argentina	Peso Argentino	2,00%	-	901	3.780	-	1.345	(63)	(5.963)	-	-
TOTALES					32.780.878	2.412.705	6.584.476	(6.577.130)	(1.429.868)	2.130.598	(4.170.453)	(12.993.008)	18.738.198

(1) Ver nota 5

(2) 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).

b) Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

12.2 Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 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 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%	87.756.434	121.223	76.088.739	-	581.269.625	(578.688.835)	2.580.790	(24.472)	2.556.318

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2016									
	% 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%	90.283.944	117.703	78.452.153	-	615.229.994	(610.756.322)	4.473.672	(510.406)	3.963.266
GNL Quintero S.A	20,00%	-	-	-	-	86.471.706	(72.752.059)	13.719.647	(65.571.292)	(51.851.645)
Electrogas S.A	42,50%	9.318.456	40.746.438	5.683.680	13.809.430	24.126.070	(11.970.244)	12.155.826	(347.369)	11.808.457

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras entidades asociadas, así como también el porcentaje de participación. Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

12.3 Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%
	30-09-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-09-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Total de Activos corrientes	631.703	863.962	7.299.460	6.366.378
Total de Activos no corrientes	15.159.321	15.159.321	11.975.552	12.034.576
Total de Pasivos corrientes	4.886.511	3.324.706	172.570	245.025
Total de Pasivos no corrientes	79.428	68.081	1.761.191	1.710.406
Efectivo y equivalentes al efectivo	616.196	860.719	6.221.334	5.716.196
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.117.245	2.774.316
Otros gastos fijos de explotación	(5.396.052)	(4.363.197)	(401.997)	-
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(586.746)	(773.093)
Ingresos procedentes de intereses	22.383	42.046	-	134.995
Gasto por impuestos a las ganancias	-	(7.070)	(232.774)	(225.008)
Ganancia (pérdida)	(5.405.411)	(4.284.131)	895.728	1.257.220
Otro resultado integral	-	-	-	-
Resultado integral	(5.405.411)	(4.284.131)	895.728	1.257.220

Los estados de resultados informados corresponden al ejercicio de 9 meses.

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

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016:

Activos intangibles	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Activos Intangibles netos	43.758.342	44.470.750
Servidumbre y Derechos de Agua	12.518.805	12.564.076
Programas Informáticos	26.930.442	27.591.694
Otros Activos Intangibles Identificables	4.309.095	4.314.980

Activos intangibles	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Activos Intangibles bruto	105.093.878	101.092.918
Servidumbre y Derechos de Agua	14.508.556	14.553.826
Programas Informáticos	79.840.215	75.793.919
Otros Activos Intangibles Identificables	10.745.107	10.745.173

Activos intangibles	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(61.335.536)	(56.622.168)
Servidumbre y Derechos de Agua	(1.989.751)	(1.989.750)
Programas Informáticos	(52.909.773)	(48.202.225)
Otros Activos Intangibles Identificables	(6.436.012)	(6.430.193)

La composición y movimientos de los activos intangibles distintos de la plusvalía durante el período terminado al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de agua	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial 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	205.444	4.046.297	-	4.251.741
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	-	-	(66)	(66)
Amortización (1)	-	(4.707.549)	(5.819)	(4.713.368)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(250.715)	-	-	(250.715)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(250.715)	-	-	(250.715)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(45.271)	(661.252)	(5.885)	(712.408)
Saldo Final Activos Intangibles al 30/09/2017	12.518.805	26.930.442	4.309.095	43.758.342

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de agua	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/03/2016	14.575.473	14.277.383	12.657.909	41.510.765
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	538.529	1.160.405	8.785.536	10.484.470
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	-	-	(2.749)	(2.749)
Amortización	-	(4.952.849)	(18.961)	(4.971.810)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	17.106.755	(17.106.755)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	17.106.755	(17.106.755)	-
Disposiciones y retiros de servicio	(2.549.926)	-	-	(2.549.926)
Retiros (2)	(2.549.926)	-	-	(2.549.926)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(2.011.397)	13.314.311	(8.342.929)	2.959.985
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2016	12.564.076	27.591.694	4.314.980	44.470.750

(1) Ver nota 28.

(2) Ver nota 15.e).ix).

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 2017 (Ver nota 3e).

Al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, el Grupo no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

14. 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 2017 y 31 de diciembre de 2016:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/03/2016	Trasposos por Fusiones	Saldo Final 31/12/2016 M\$	Incremento/ (Decremento) M\$	Saldo Final 30/09/2017 M\$
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	2.240.478	-	2.240.478
Compañía Eléctrica Tarapaca S.A. (1)	Generación Chile	4.656.105	(4.656.105)	-	-	-
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. (1)	Generación Chile	20.204.251	4.656.105	24.860.356	-	24.860.356
Total		887.257.655		887.257.655		887.257.655

(1) Con fecha 01 de noviembre de 2016 la Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. fue fusionada con GasAtacama Chile S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

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 2017 (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 America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha.

5.- GasAtacama Chile S.A (ex Empresa Eléctrica Pangué S.A.)

Con fecha 12 de julio de 2002, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangué 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 Pangué 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.

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	3.533.305.614	3.476.128.634
Construcción en Curso	698.448.777	688.387.124
Terrenos	66.719.334	66.868.119
Edificios	12.709.273	13.020.474
Plantas y Equipos de Generación	2.005.394.097	2.033.720.809
Infraestructura de red	677.688.728	613.443.219
Instalaciones Fijas y Accesorios	53.622.909	41.325.699
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	18.722.496	19.363.190

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	6.637.224.300	6.471.364.618
Construcción en Curso	698.448.777	688.387.124
Terrenos	66.719.334	66.868.119
Edificios	28.116.409	27.891.216
Plantas y Equipos de Generación	4.533.944.594	4.481.701.141
Infraestructura de red	1.137.974.877	1.050.212.442
Instalaciones Fijas y Accesorios	143.260.277	127.544.544
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	28.760.032	28.760.032

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(3.103.918.686)	(2.995.235.984)
Edificios	(15.407.136)	(14.870.742)
Plantas y Equipos de Generación	(2.528.550.497)	(2.447.980.332)
Infraestructura de red	(460.286.149)	(436.769.223)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(89.637.368)	(86.218.845)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(10.037.536)	(9.396.842)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el período terminado al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 han sido los siguientes:

Movimientos año 2017		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación	Infraestructura de red	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial 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	165.064.427	-	-	-	-	1.139.893	-	166.204.320
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión	(58.339)	(14.736)	(25.862)	(195.575)	-	(51.705)	-	(346.217)
	Depreciación (1) (3)	-	-	(536.394)	(80.570.165)	(23.516.926)	-	(640.694)	(108.682.702)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(154.530.965)	(1)	154.622	55.092.779	84.655.924	14.627.641	-	-
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(154.530.965)	(1)	154.622	55.092.779	84.655.924	14.627.641	-	-
	Disposiciones y retiros de servicio	(49.552)	(31.447)	(154.623)	(78.423)	(336.747)	(96)	-	(650.888)
	Disposiciones	-	(12.519)	-	-	-	-	-	(12.519)
	Retiros	(49.552)	(18.928)	(154.623)	(78.423)	(336.747)	(96)	-	(638.369)
	Asignación de precio pagado en combinaciones de negocios	-	-	-	-	209.607	-	-	209.607
	Otros incrementos (disminución)	(363.918)	(102.601)	251.056	(2.575.328)	3.233.651	-	-	442.860
Total movimientos	10.061.653	(148.785)	(311.201)	(28.326.712)	64.245.509	12.297.210	(640.694)	57.176.980	
Saldo final al 30 de septiembre de 2017		698.448.777	66.719.334	12.709.273	2.005.394.097	677.688.728	53.622.909	18.722.496	3.533.305.614

Movimientos año 2016		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación	Infraestructura de red	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de marzo de 2016		636.148.748	66.900.933	13.481.093	2.072.402.503	589.334.703	20.716.643	20.075.072	3.419.059.695
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	244.473.325	-	24.934	-	1.443.508	3.126.834	-	249.068.601
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión	(37.543)	(6.591)	(11.711)	(59.516)	-	(33.227)	-	(148.588)
	Depreciación	-	-	(620.865)	(99.397.373)	(25.187.344)	(4.497.175)	(711.882)	(130.414.639)
	Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (2)	(30.785.531)	-	-	-	-	-	-	(30.785.531)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(128.045.183)	104.268	147.023	60.822.509	48.308.750	22.123.585	-	3.460.952
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(127.694.878)	104.268	147.023	55.464.141	48.308.750	23.670.696	-	-
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(127.694.878)	104.268	147.023	55.464.141	48.308.750	23.670.696	-	-
	Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(350.305)	-	-	5.358.368	-	(1.547.111)	-	3.460.952
	Disposiciones y retiros de servicio	(33.366.692)	(130.491)	-	(47.314)	(456.398)	(110.961)	-	(34.111.856)
	Retiros	(33.366.692)	(130.491)	-	(47.314)	(456.398)	(110.961)	-	(34.111.856)
Total movimientos	52.238.376	(32.814)	(460.619)	(38.681.694)	24.108.516	20.609.056	(711.882)	57.068.939	
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		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

- (1) Ver nota 28
(2) Ver notas 15.e).vii) y x)
(3) Ver nota 2.3.1

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\$166.204.320 al 30 de septiembre de 2017 (M\$249.068.601 al 31 de diciembre de 2016). En el negocio de generación destacan las mayores mantenciones e inversiones a centrales por M\$120.590.608 al 30 de septiembre 2017 (M\$174.817.170 al 31 de diciembre de 2016), mientras que en los negocios 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\$45.235.263 al 30 de septiembre de 2017. (M\$72.752.233 al 31 de diciembre de 2016).

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$ 2.566.472 al 30 de septiembre de 2017, (M\$1.695.408, por el periodo de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016) (ver Nota 31). La tasa promedio de financiamiento varió en un rango comprendido entre 6,63% y 7,55% al 30 de septiembre de 2017 (5,1% y 7,55% al 30 de septiembre de 2016).

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\$9.462.386 al 30 de septiembre de 2017 (M\$8.516.412 durante el período de siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016).

c) Arrendamiento financiero

Al 30 de septiembre de 2017 las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$18.722.496 (M\$19.363.190 al 31 de diciembre 2016) 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:

	30/09/2017			31/12/2016		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	2.551.720	713.242	1.838.478	2.677.881	837.514	1.840.367
Entre un año y cinco años	10.206.880	1.451.679	8.755.201	10.711.519	1.763.190	8.948.329
Más de cinco años	5.180.537	165.629	5.014.908	7.445.079	484.128	6.960.951
Total	17.939.137	2.330.550	15.608.587	20.834.479	3.084.832	17.749.647

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%. El importe en libros de estos activos en leasing alcanza a M\$ 18.722.496 al 30 de septiembre de 2017. (M\$19.363.190 al 31 de diciembre de 2016).

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados Consolidados al 30 de septiembre de 2017 y siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016 incluyen M\$2.328.844 y M\$2.287.977, respectivamente, correspondientes al devengo de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30/09/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Menor a un año	10.732.592	7.133.186
Entre un año y cinco años	9.385.018	11.998.147
Más de cinco años	1.345.915	9.015.356
Total	21.463.525	28.146.689

e) Otras informaciones

i) El Grupo mantenía al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$330.431.200 y M\$416.684.117, respectivamente.

ii) Al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, Enel Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos. Enel Chile es codeudor solidario de los bonos locales de Enel Américas, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 33.329.

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\$751.636.000) para el caso de las generadoras y de MM€50 (M\$37.581.800) 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\$375.818.000). 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 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).

vi) 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).

vii) 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, se puede señalar que los proyectos de Enel Generación Chile en el Territorio, a saber Neltume y Choshuenco, tienen buenas perspectivas desde el punto de vista social. Sin embargo, en atención a la condición actual del mercado eléctrico chileno, la rentabilidad de los proyectos Neltume y Choshuenco son 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.

viii) 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.

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 ha decidido 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 Ch\$ 2.245 millones, por concepto de multas que deberá cancelar por su renuncia a las concesiones relacionadas a estos proyectos.

16. PROPIEDAD DE INVERSIÓN

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el periodo 2017 y ejercicio 2016 ha sido el siguiente:

	Propiedades de Inversión, Bruto	Depreciación Acumulada, Amortización y Deterioro	Propiedades de Inversión, Neto
Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de marzo de 2016	8.938.662	(791.420)	8.147.242
Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados	-	(18.720)	(18.720)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	8.938.662	(810.140)	8.128.522
Gasto por depreciación	-	(16.849)	(16.849)
Otro incremento (decremento)	250.715	-	250.715
Saldo final propiedades de inversión al 30 de septiembre de 2017	9.189.377	(826.989)	8.362.388

Durante el periodo 2017 y 2016 no se han producido ventas de inmuebles.

- **Medición y jerarquía de los valores razonables**

El valor razonable de las propiedades de inversión al 30 de septiembre de 2017 ascendió a M\$12.084.883. 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 2017, 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 período de reporte utilizando:			
	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Propiedades de Inversión	-	-	12.084.883

Ver Nota 3.h.

El detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión por el período terminado al 30 de septiembre de 2017 y siete meses terminado al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión	Saldo al	
	30/09/2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 M\$
Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión	100.749	106.137
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos	(46.822)	(71.441)
Total	53.927	34.696

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representan obligaciones futuras para el Grupo al 30 de septiembre de 2017.

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.

17. IMPUESTOS A LAS GANANCIAS

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 2017 y siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	30/09/2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(128.676.045)	(120.598.432)
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(1.108.143)	(1.194.911)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (Impuestos de coberturas)	11.996.893	18.182.670
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(117.787.295)	(103.610.673)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	725.957	18.215.462
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	725.957	18.215.462
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	(117.061.338)	(85.395.211)

A continuación se presenta la conciliación de la tasa impositiva al 30 de septiembre de 2017 y siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	30/09/2017 M\$	Tasa	Siete meses terminados al 30/09/2016 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		477.162.831		451.504.400
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(25,50%)	(121.676.520)	(24,00%)	(108.361.055)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	0,05%	256.674	-	-
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	1,77%	8.458.137	2,52%	11.356.385
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(2,30%)	(10.990.947)	(7,07%)	(31.938.706)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	(0,23%)	(1.108.143)	(0,26%)	(1.194.911)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	1,68%	7.999.461	9,91%	44.743.076
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	0,97%	4.615.182	5,09%	22.965.844
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(24,53%)	(117.061.338)	(18,91%)	(85.395.211)

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 2017 y 31 de diciembre de 2016 es:

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	30 de septiembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
	Activos M\$	Pasivos M\$	Activos M\$	Pasivos M\$
Depreciaciones	5.192.378	(242.737.889)	5.465.105	(246.373.416)
Provisiones	36.255.410	(341.533)	36.785.893	(342.283)
Obligaciones por beneficios post-empleo	6.293.447	(77.581)	6.795.806	(579.978)
Pérdidas fiscales	13.188.672	-	11.911.396	-
Otros	19.762.185	(12.074.672)	21.979.742	(13.210.542)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	80.692.092	(255.231.675)	82.937.942	(260.506.219)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(57.762.332)	57.762.332	(61.141.425)	61.141.425
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	22.929.760	(197.469.343)	21.796.517	(199.364.794)

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2017 M\$	Movimientos						Saldo neto al 30 de septiembre de 2017 M\$
		Reconocidos en ganancias o pérdidas M\$	Reconocidos en resultados integrales M\$	Reconocidos directamente en patrimonio M\$	Diferencia de conversión de moneda extranjera M\$	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para la Venta M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	
Depreciaciones	(240.908.311)	3.628.369	-	-	35.401	-	(300.970)	(237.545.511)
Provisiones	36.443.610	(185.298)	-	-	-	-	(344.435)	35.913.877
Obligaciones por beneficios post-empleo	6.215.828	358.025	(605.888)	-	-	-	247.901	6.215.866
Pérdidas fiscales	11.911.396	1.792.990	-	-	-	-	(515.714)	13.188.672
Otros	8.769.200	(4.868.129)	(1.151)	-	(18.090)	-	3.805.683	7.687.513
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(177.568.277)	725.957	(607.039)	-	17.311	-	2.892.465	(174.539.583)

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de marzo de 2016 M\$	Movimientos						Saldo neto al 31 de diciembre de 2016 M\$
		Reconocidos en ganancias o pérdidas M\$	Reconocidos en resultados integrales M\$	Reconocidos directamente en patrimonio M\$	Diferencia de conversión de moneda extranjera M\$	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para la Venta M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	
Depreciaciones	(265.258.085)	24.331.401	-	-	15.488	-	2.885	(240.908.311)
Provisiones	33.240.241	3.203.369	-	-	-	(62.749)	62.749	36.443.610
Obligaciones por beneficios post-empleo	5.236.522	(807.693)	1.786.999	-	-	21.853	(21.853)	6.215.828
Pérdidas fiscales	12.084.821	(173.368)	-	-	-	-	(57)	11.911.396
Otros	43.365.996	756.651	1.822	(30.829.099)	12.645	-	(4.538.815)	8.769.200
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(171.330.505)	27.310.360	1.788.821	(30.829.099)	28.133	(40.896)	(4.495.091)	(177.568.277)

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 2017 y 31 de diciembre de 2016, el Grupo no tiene activos por impuestos diferidos que no hayan sido reconocidos por pérdidas tributarias.

El 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 2017 asciende a M\$1.173.321.579 (M\$1.145.437.791 al 31 de diciembre de 2016). 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 2017, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a M\$419.587.031 (M\$399.626.044 al 31 de diciembre de 2016).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias 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 2014 al 2016.

La sociedad matriz, Enel Chile S.A., comenzó su existencia el 1 de marzo de 2016, por lo tanto, el período tributario, potencialmente sujeto a verificación, corresponde al año 2016.

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 2017 y 2016:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de septiembre de 2017			Siete meses terminados al 30/09/2016		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	4.263	(1.151)	3.112	(6.822)	1.842	(4.980)
Cobertura de Flujo de Caja	48.680.977	(14.042.165)	34.638.812	68.320.248	(18.652.971)	49.667.277
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	-	-	-	1.415.255	-	1.415.255
Ajustes por conversión	(1.957.896)	-	(1.957.896)	(1.644.451)	-	(1.644.451)
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	48.971.373	(14.649.204)	34.322.169	68.084.230	(18.651.129)	49.433.101

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.

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 2017 y 2016:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	30 de septiembre de 2017	Siete meses terminados al 30/09/2016
	M\$	M\$
Balance: Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuadas	(1.151)	1.842
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(14.042.165)	(18.652.971)
Patrimonio: Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(14.043.316)	(18.651.129)

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de este rubro al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de septiembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	20.384.941	779.210.311	18.013.114	802.046.968
Instrumentos derivados de cobertura (*)	1.995.164	33.000.237	313.571	48.981.953
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	2.752.644	-	7.369.481	2.987.830
	25.132.749	812.210.548	25.696.166	854.016.751

(*) Ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

18.1 Préstamos que devengan intereses

El detalle de la clasificación corriente y no corriente de este rubro al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	30 de septiembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	84	-	4.274	-
Obligaciones con el público no garantizadas	18.546.379	765.440.202	16.168.473	786.137.688
Arrendamiento financiero	1.838.478	13.770.109	1.840.367	15.909.280
Total	20.384.941	779.210.311	18.013.114	802.046.968

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Fair Value		
					Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2017	Vencimiento						Total No Corriente al 30/09/2017	
					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			
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	No	84	-	84	-	-	-	-	-	-	-	-
					84	-	84	-	-	-	-	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Fair Value		
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2016	Vencimiento						Total No Corriente al 31/12/2016	
					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			
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	No	4.274	-	4.274	-	-	-	-	-	-	-	-
					4.274	-	4.274	-	-	-	-	-	-	-	-

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2017 es M\$ 84. 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° 4, letra a), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los Préstamos bancarios arriba mencionados.

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 de septiembre de 2017								31 de diciembre de 2016											
										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	14	-	14	-	-	-	-	-	-	-	102	-	102	-	-	-	-	-	-	-
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	70	-	70	-	-	-	-	-	-	-	2.037	-	2.037	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.135	-	2.135	-	-	-	-	-	-	-
Totales										84	-	84	-	-	-	-	-	-	-	4.274	-	4.274	-	-	-	-	-	-	

18.2 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 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30/09/2017 M\$	
					Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2017 M\$	Vencimiento						
					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\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	US\$	6,99%	6,90%	No	-	7.550.987	7.550.987	-	-	-	-	-	446.577.391	446.577.391
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	No	8.223.086	2.772.306	10.995.392	5.544.612	5.544.612	5.544.612	5.544.612	5.544.612	296.684.363	318.862.811
Total					8.223.086	10.323.293	18.546.379	5.544.612	5.544.612	5.544.612	5.544.612	743.261.754	765.440.202	

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



- 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 2017										31 de diciembre de 2016									
										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	-	1.695.077	1.695.077	-	-	-	-	-	130.320.294	130.320.294	4.522.585	-	4.522.585	-	-	-	-	-	136.759.395	136.759.395
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No	-	542.052	542.052	-	-	-	-	-	44.547.069	44.547.069	1.446.232	-	1.446.232	-	-	-	-	-	46.792.429	46.792.429
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No	-	343.320	343.320	-	-	-	-	-	20.335.011	20.335.011	916.002	-	916.002	-	-	-	-	-	21.508.757	21.608.757
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	-	4.970.538	4.970.538	-	-	-	-	-	251.375.017	251.375.017	-	2.402.653	2.402.653	-	-	-	-	-	253.417.893	253.417.893
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	4.590.511	2.772.306	7.362.817	5.544.612	5.544.612	5.544.612	5.544.612	33.413.829	55.592.277	-	6.337.021	6.337.021	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	35.587.764	57.509.284	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	3.632.575	-	3.632.575	-	-	-	-	-	263.270.534	263.270.534	-	543.980	543.980	-	-	-	-	260.049.930	260.049.930	
Totales Bonos No Garantizados										8.223.086	10.323.293	18.546.379	5.544.612	5.544.612	5.544.612	5.544.612	743.261.754	765.440.202	6.884.819	9.283.654	16.168.473	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	764.216.168	786.137.688	

18.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2017 asciende a M\$1.404.944.982. Para el período, 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).

18.4 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 de septiembre de 2017										31 de diciembre de 2016									
								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%	455.945	1.382.533	1.838.478	2.391.786	1.989.040	2.118.337	2.256.029	5.014.917	13.770.109	449.283	1.391.084	1.840.367	2.677.880	2.677.880	1.959.990	2.087.390	6.506.140	15.909.280		
Totales Leasing								455.945	1.382.533	1.838.478	2.391.786	1.989.040	2.118.337	2.256.029	5.014.917	13.770.109	449.283	1.391.084	1.840.367	2.677.880	2.677.880	1.959.990	2.087.390	6.506.140	15.909.280		

En Anexo N° 4, letra c), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Obligaciones por arrendamiento financiero arriba mencionados.

18.5 Deuda de cobertura

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 30 de septiembre de 2017, M\$457.444.931 (M\$480.061.539 al 31 de diciembre de 2016) 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 2017 y 31 de diciembre de 2016, en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30/09/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(52.747.645)	(68.120.748)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	10.012.524	9.267.590
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	5.536.130	6.105.513
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(37.198.991)	(52.747.645)

18.6 Otros aspectos

Al 30 de septiembre de 2017 el Grupo disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M\$203.504.538 (M\$342.827.047 al 31 de diciembre de 2016).

19. 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.

19.1 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:

Posición bruta

	30/09/2017	31/12/2016
	%	%
Tasa de interés fijo	92%	92%
Total	92%	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.

19.2 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.

19.3 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 2017 había operaciones swap vigentes por 1.2 mill de barriles de petróleo Brent a liquidarse entre octubre y diciembre de 2017 y 1.7 mill de barriles de petróleo Brent a liquidarse entre enero y agosto de 2018; de gas Henry Hub Swap por 6 Mill. MMBTU a liquidarse entre noviembre y diciembre de 2017 y 11.6 Mill. MMBTU a liquidarse entre enero y mayo de 2018; de carbón API2 por 659 kTon a liquidarse entre octubre y diciembre de 2017 y 82 kTon a liquidarse entre enero y febrero de 2018.

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

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

19.4 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 periodo 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 18, 20 y Anexo 4.

Al 30 de septiembre de 2017, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de M\$ 272.087.378 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 203.504.538 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de M\$ 245.999.192 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 342.827.047 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

19.5 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).

19.6 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\$ 69.412.095.

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.

20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

20.1 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 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

30 de septiembre de 2017					
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento (*) M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	95.186	-	-	-	3.742.976
Otros activos financieros	-	173.302	448.767.421	-	-
Total Corriente	95.186	173.302	448.767.421	-	3.742.976
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	2.630.924	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	30.956.130
Otros activos de carácter financiero	-	-	35.435.980	-	-
Total No Corriente	-	-	35.435.980	2.630.924	30.956.130
Total	95.186	173.302	484.203.401	2.630.924	34.699.106

31 de diciembre de 2016					
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento (*) M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	-	-	-	-	121.443
Otros activos financieros	-	462.801	464.235.411	-	-
Total Corriente	-	462.801	464.235.411	-	121.443
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	2.641.620	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	25.533.189
Otros activos de carácter financiero	-	652.733	33.500.105	-	-
Total No Corriente	-	652.733	33.500.105	2.641.620	25.533.189
Total	-	1.115.534	497.735.516	2.641.620	25.654.632

(*) Ver nota 7.

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 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

	30 de septiembre de 2017		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura
	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	20.384.941	-
Instrumentos derivados	2.752.644	-	1.995.164
Otros pasivos de carácter financiero	-	450.566.181	-
Total Corriente	2.752.644	470.951.122	1.995.164
Préstamos que devengan interés	-	779.210.311	-
Instrumentos derivados	-	-	33.000.237
Otros pasivos de carácter financiero	-	840.852	-
Total No Corriente	-	780.051.163	33.000.237
Total	2.752.644	1.251.002.285	34.995.401

	31 de diciembre de 2016		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura
	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	18.013.114	-
Instrumentos derivados	7.369.481	-	313.571
Otros pasivos de carácter financiero	-	617.955.794	-
Total Corriente	7.369.481	635.968.908	313.571
Préstamos que devengan interés	-	802.046.968	-
Instrumentos derivados	2.987.830	-	48.981.953
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.734.640	-
Total No Corriente	2.987.830	803.781.608	48.981.953
Total	10.357.311	1.439.750.516	49.295.524

20.2 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 2017 y 31 de diciembre de 2016 las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de septiembre de 2017				31 de diciembre de 2016			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura flujos de caja	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	3.742.976	30.956.130	1.995.164	33.000.237	121.443	25.533.189	313.571	48.981.953
Cobertura de flujos de caja	3.742.976	30.956.130	1.995.164	33.000.237	121.443	25.533.189	313.571	48.981.953
TOTAL	3.742.976	30.956.130	1.995.164	33.000.237	121.443	25.533.189	313.571	48.981.953

- **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 30-09-2017 M\$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2016 M\$	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos) (*)	(6.757.235)	(23.640.892)	Flujo de caja
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	6.460.940	-	Flujo de caja

(*) Ver Nota 18.2.

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre de 2017 el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

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

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

Al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, 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 de septiembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
	Activo Corrientes M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	95.186	2.752.644	7.369.481	2.987.830
TOTAL	95.186	2.752.644	7.369.481	2.987.830

Ver Nota 18.

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 2017 y 31 de diciembre de 2016, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	30 de septiembre de 2017						
	Valor razonable	Valor nominal					
		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:	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de flujos de caja	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	(296.295)	47.844.750	63.793.000	510.148.217	-	-	621.785.967
Cobertura de flujos de caja	(296.295)	47.844.750	63.793.000	510.148.217	-	-	621.785.967
Derivados no designados contablemente de cobertura	(2.657.458)	34.185.031	-	-	-	-	34.185.031
TOTAL	(2.953.753)	82.029.781	63.793.000	510.148.217	-	-	655.970.998

Derivados financieros	31 de diciembre 2016						
	Valor razonable	Valor nominal					
		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:	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de flujos de caja	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	(23.640.892)	-	-	523.686.966	-	-	523.686.966
Cobertura de flujos de caja	(23.640.892)	-	-	523.686.966	-	-	523.686.966
Derivados no designados contablemente de cobertura	(10.357.311)	49.738.751	21.434.625	-	-	-	71.173.376
TOTAL	(33.998.203)	49.738.751	21.434.625	523.686.966	-	-	594.860.342

El monto nominal 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.

20.3 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 2017 y 31 de diciembre de 2016:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	30/09/2017 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	34.699.106	-	34.699.106	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	3.723.000	-	3.723.000	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	7.041.326	-	7.041.326	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	95.186	-	95.186	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	35.581	35.581	-	-
Total	45.594.199	35.581	45.558.618	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	34.995.401	-	34.995.401	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.752.644	-	2.752.644	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	269.084	-	269.084	-
Derivados de commodities designados como cobertura de valor razonable	447.812	-	447.812	-
Total	38.464.941	-	38.464.941	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	31/12/2016 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	25.654.632	-	25.654.632	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	875.481	-	875.481	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	16.159.565	-	16.159.565	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	25.381	25.381	-	-
Total	42.715.059	25.381	42.689.678	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	49.295.524	-	49.295.524	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	10.357.311	-	10.357.311	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja	40.013	-	40.013	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	1.063.193	-	1.063.193	-
Total	60.756.041	-	60.756.041	-

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

El Grupo posee un compromiso de adquisición de participaciones no-controladoras en una de sus filiales, establecido en un pacto entre los accionistas de la misma. Este compromiso representa una opción de venta incondicional a favor de los accionistas no controladores y ha sido designada como un pasivo financiero medido a valor razonable con cambios en resultados, por tratarse de un derivado separable del pacto.

El valor razonable de la opción se determina mediante la aplicación de un método tradicional de flujos de caja descontados, acorde con las condiciones de determinación de precio establecidas en el pacto de accionistas. Las proyecciones de estos flujos de caja consideran algunos supuestos desarrollados internamente, los cuales, en lo fundamental, corresponden a estimaciones de precio y niveles de producción de energía y potencia en firme y de costos de operación y mantenimiento.

Ninguno de los posibles escenarios razonables previsible de las hipótesis indicadas en el párrafo anterior, daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros incluidos en este nivel.

Al 30 de septiembre de 2017 y 2016, no existen instrumentos financieros medidos a valor razonable clasificados en nivel 3.

21. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	30/09/2017	31/12/2016	30/09/2017	31/12/2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía (*)	152.183.238	140.739.018	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	29.573.778	18.024.696	-	-
Sub total	181.757.016	158.763.714	-	-
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	2.140.185	97.094.197	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	112.413.690	166.241.384	9.545	40.256
Cuentas por pagar por compra de activos	75.366.414	74.869.722	-	-
Depósitos en Garantías	382.362	378.562	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	18.679.774	11.581.921	-	-
IVA Debito Fiscal	11.774.304	22.396.497	-	-
Cuentas por pagar al personal	22.821.792	28.952.388	-	-
Otras cuentas por pagar	689.654	1.226.898	831.307	1.442.857
Sub total	244.268.175	402.741.569	840.852	1.483.113
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	426.025.191	561.505.283	840.852	1.483.113

(*) Enel Distribución Chile S.A., al 30 de Septiembre de 2017 ha reconocido una provisión de costo por M\$11.336.002 (M\$4.367.657 por el ejercicio 2016), producto de retrasos en la publicación de los decretos de precio nudo de corto plazo (PNCP), decretos de Precio Nudo Promedio (PNP) y Reliquidaciones de Cargo Único Troncal.

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 19.4.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 se expone en Anexo 7.

22. PROVISIONES

a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2017	31/12/2016	30/09/2017	31/12/2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Por reclamaciones legales	3.293.632	4.694.579	7.945.311	5.308.206
Por desmantelamiento o restauración (1)	-	-	60.159.408	57.798.702
Otras provisiones	2.085.404	1.798.953	-	-
Total	5.379.036	6.493.532	68.104.719	63.106.908

(1) Ver nota 3.I.

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 período terminado al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2017	10.002.785	57.798.702	1.798.953	69.600.440
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	4.215.330	677.992	286.451	5.179.773
Provisión Utilizada	(2.976.340)	-	-	(2.976.340)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo (2)	-	1.682.714	-	1.682.714
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(2.832)	-	-	(2.832)
Total Movimientos en Provisiones	1.236.158	2.360.706	286.451	3.883.315
Saldo al 30 de septiembre de 2017	11.238.943	60.159.408	2.085.404	73.483.755

(2) Ver nota 31.

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de marzo de 2016	8.441.442	51.085.541	5.854.989	65.381.972
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	6.499.643	4.161.950	(36.036)	10.625.557
Provisión Utilizada	(4.948.437)	-	(4.020.000)	(8.968.437)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	2.551.211	-	2.551.211
Otro Incremento (Decremento)	10.137	-	-	10.137
Total Movimientos en Provisiones	1.561.343	6.713.161	(4.056.036)	4.218.468
Saldo Final al 31 de diciembre de 2016	10.002.785	57.798.702	1.798.953	69.600.440

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

23.1 Aspectos generales:

Enel Chile S.A. y algunas de sus filiales 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.I.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

Beneficios de prestación definida:

- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- **Indemnizaciones por años de servicios:** El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.
- **Suministro energía eléctrica:** El beneficiario recibe una bonificación mensual, que cubre una parte de la facturación por su consumo domiciliario.
- **Beneficio de salud:** El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Obligaciones post empleo	57.036.196	59.934.127
Total Pasivo	57.036.196	59.934.127
Total Obligaciones Post Empleo, neto	57.036.196	59.934.127

- b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 30 de septiembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30/09/2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.568.404	1.162.583
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas (1)	2.008.725	1.521.339
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	3.577.129	2.683.922
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(2.244.029)	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	1.333.100	2.683.922

(1) Ver nota 31.

- c) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de septiembre de 2017 y ejercicio 2016 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de marzo de 2016	55.697.489
Costo del servicio corriente	1.665.500
Costo por intereses	2.175.614
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	1.073.475
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	5.545.039
Contribuciones Pagadas Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(6.774.597)
Transferencias del personal	551.607
Saldo al 31 de diciembre de 2016	59.934.127
Costo del servicio corriente	1.568.404
Costo por intereses	2.008.725
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(1.048.580)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(1.195.449)
Contribuciones Pagadas Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(4.243.750)
Transferencias del personal	12.719
Saldo al 30 de septiembre de 2017	57.036.196

23.3 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 2017 y 31 de diciembre de 2016:

	Chile	
	30/09/2017	31/12/2016
Tasas de descuento utilizadas	4,92%	4,70%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%
Tasa de rotación esperada	4,50%	4,72%
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\$4.370.303 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$5.074.678 en caso de una baja de la tasa.

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M\$5.382.362.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo Enel Chile S.A. corresponde a 9,18 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	M\$
1	5.382.362
2	4.952.652
3	4.218.353
4	4.403.499
5	5.437.558
6 a 10	22.894.891

24. PATRIMONIO

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo

Al 30 de septiembre de 2017, el capital social de Enel Chile S.A., asciende a M\$2.229.108.975 y está representado por 49.092.772.762 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas, que se encuentran 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).

Para mayor información de los antecedentes generales de Enel Chile S.A., Ver Nota 1.

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

24.2 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

24.3 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 2017 y 2016 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	30/09/2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 M\$
Gasatacama Chile S.A.	7.393.684	8.638.792
Electrogas (*)	-	1.042.579
GNL Chile S.A.	636.795	704.295
Otros	-	857
TOTAL	8.030.479	10.386.523

(*) Ver Nota 5.

24.4 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 2017, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de Enel Generación Chile asciende a M\$ 456.844.078.

24.5 Otras Reservas

Al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

Detalle de Otras Reservas	Saldo al 1 de enero de 2017 M\$	Movimiento 2017 M\$	Saldo al 30 de septiembre de 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 disponibles para la venta	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

Detalle de Otras Reservas	Saldo al 1 de marzo de 2016 M\$	Movimiento 2016 M\$	Saldo al 30 de septiembre de 2016 M\$
Diferencias de cambio por conversión	10.192.702	193.821	10.386.523
Coberturas de flujo de caja	(112.912.093)	33.736.695	(79.175.398)
Activos financieros disponibles para la venta	14.841	(4.954)	9.887
Otras reservas varias	(974.577.310)	281.499	(974.295.811)
TOTAL	(1.077.281.860)	34.207.061	(1.043.074.799)

(*) Ver nota 5

- a) **Reservas diferencias de conversión:** Proviene 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	Saldo al 30 de septiembre de 2017 M\$	Saldo al 30 de septiembre de 2016 M\$
Reserva por reestructuración societaria ("División") (i)	(532.330.290)	(538.097.024)
Reservas APV transición a NIIF (ii)	(457.221.836)	(457.221.836)
Reservas por combinaciones de negocios (iii)	12.502.494	12.502.494
Otras reservas varias (iv)	7.308.577	8.520.555
Saldo Final	(969.741.055)	(974.295.811)

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 Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

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

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

24.6 Participaciones no controladoras

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

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)				
	30/09/2017 %	Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
		30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$	30/09/2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 M\$
Enel Distribución Chile S.A.	0,91%	6.331.527	6.441.611	779.997	716.521
Enel Generación Chile S.A.	40,02%	762.878.135	680.725.188	108.014.100	113.128.417
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	9.499.643	10.008.502	3.757.137	3.926.431
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	42,50%	2.613.216	2.636.470	(23.254)	(23.884)
Otras		(201.297)	(209.417)	7.219	5.594
TOTAL		781.121.224	699.602.354	112.535.199	117.753.079

25. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle del rubro ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos al 30 de septiembre de 2017 y siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016
	M\$	M\$
Ventas de energía	1.690.717.391	1.373.214.979
Generación	790.540.344	675.311.338
Clientes Regulados	530.252.840	460.814.388
Clientes no Regulados	216.516.033	145.475.757
Ventas de Mercado Spot	43.771.471	64.515.624
Otros Clientes	-	4.505.569
Distribución	900.177.047	697.903.641
Residenciales	350.350.947	266.332.463
Comerciales	285.802.247	219.310.446
Industriales	166.902.928	135.214.348
Otros Consumidores (1)	97.120.925	77.046.384
Otras ventas	63.670.558	67.432.482
Ventas de gas	54.745.044	63.552.446
Ventas de productos y servicios	8.925.514	3.880.036
Otras prestaciones de servicios	81.932.050	83.346.016
Peajes y transmisión	27.705.326	37.483.381
Arriendo equipos de medida	3.650.065	2.550.299
Alumbrado público	10.798.322	7.628.729
Servicios de ingeniería y consultoría	2.407.695	9.847.019
Otras prestaciones (2)	37.370.642	25.836.588
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.836.319.999	1.523.993.477

Otros ingresos	Saldo al	
	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016
	M\$	M\$
Ingreso por derivado de Commodities	6.554.554	-
Otros Ingresos	6.960.719	9.440.048
Total Otros ingresos	13.515.273	9.440.048

- (1) Por el período terminado al 30 de septiembre de 2017, incluye ingresos de la venta de energía a municipalidades por M\$27.187.461 (M\$23.112.376 por siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016); entidades gubernamentales por M\$14.875.522 (M\$11.136.119 por siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016); empresas del sector agrícola por M\$4.300.879 (M\$2.670.779 por siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016); y otros consumidores por M\$50.757.063 (M\$40.127.110 por siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016).
- (2) Por el período terminado al 30 de septiembre de 2017, incluye servicios de construcción de empalmes por M\$11.863.204 (M\$9.145.080 por siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016), trabajos en instalaciones específicas y redes por M\$11.024.846 (M\$12.274.985 por siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016); y otros servicios por M\$14.482.592. (M\$4.416.523 por siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016).

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle del rubro materias primas y consumibles utilizados al 30 de septiembre de 2017 y siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016
	M\$	M\$
Compras de energía	(676.177.188)	(537.314.512)
Consumo de combustible	(259.857.273)	(217.636.163)
Costo por transmisión de energía	(116.860.897)	(114.308.124)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(121.139.036)	(55.105.075)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(1.174.034.394)	(924.363.874)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle del rubro gastos por beneficios a los empleados al 30 de septiembre de 2017 y siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(76.380.432)	(59.694.361)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.568.404)	(1.162.583)
Seguridad social y otras cargas sociales	(9.909.945)	(8.163.290)
Otros gastos de personal	(4.173.924)	(6.133.147)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(92.032.705)	(75.153.381)

28. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO

El detalle del rubro gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro al 30 de septiembre de 2017 y siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

	Saldo al	
	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016
	M\$	M\$
Depreciaciones	(108.682.702)	(91.267.094)
Amortizaciones	(4.713.368)	(3.480.164)
Subtotal	(113.396.070)	(94.747.258)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(5.517.616)	(4.096.879)
Total	(118.913.686)	(98.844.137)

(*) Información por segmentos Pérdidas por deterioro	Generación		Distribución		Saldo al	
	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 8d)	55.494	-	(5.573.110)	(4.096.879)	(5.517.616)	(4.096.879)
Total	55.494	-	(5.573.110)	(4.096.879)	(5.517.616)	(4.096.879)

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle del rubro otros gastos por naturaleza al 30 de septiembre de 2017 y siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016
	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(10.660.681)	(12.210.584)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(40.588.963)	(32.128.592)
Reparaciones y conservación	(9.370.151)	(7.175.900)
Indemnizaciones y multas	(231.457)	(707.763)
Tributos y tasas	(4.066.008)	(2.728.370)
Primas de seguros	(9.830.696)	(9.665.493)
Arrendamientos y cánones	(2.328.844)	(2.287.977)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(1.976.946)	(1.753.641)
Castigo proyectos Huechún y Chillán (*)	-	(2.549.926)
Castigo de proyectos en curso (*)	-	(32.834.160)
Otros aprovisionamientos	(3.991.196)	(3.338.974)
Gastos de viajes	(2.349.132)	(1.739.175)
Gastos de medioambiente	(4.157.581)	(1.199.994)
Total Otros gastos por naturaleza	(89.551.655)	(110.320.549)

(*) Ver nota 15 e) ix).

30. OTRAS GANANCIAS

El detalle del rubro otras ganancias al 30 de septiembre de 2017 y siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016
	M\$	M\$
Ganancia por venta GNL Quinteros (**)	-	121.325.018
Ganancia por venta Electrogas (*)	105.311.912	-
Resultado en venta de activos	4.397.550	-
Resultado de otras inversiones	149.483	113.778
Total Otras ganancias (pérdidas)	109.858.945	121.438.796

(*) Ver nota 5).

(**) Ver nota 12).

31. RESULTADO FINANCIERO

El detalle del ingreso y gasto financiero al 30 de septiembre de 2017 y siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30/09/2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 M\$
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	5.989.503	3.103.563
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	6.444.605	5.597.116
Otros ingresos financieros	3.620.484	3.621.881
Total Ingresos Financieros	16.054.592	12.322.560

Costos financieros	Saldo al	
	30/09/2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 M\$
Costos Financieros	(38.488.768)	(35.017.220)
Préstamos bancarios	(9.368)	(1.501.918)
Obligaciones con el público no garantizadas	(32.242.197)	(25.601.713)
Arrendamientos financieros (leasing)	(623.810)	(555.379)
Valoración derivados financieros	(832.929)	(765.215)
Actualización financiera de provisiones (1)	(1.682.714)	(1.903.046)
Obligación por beneficios post empleo (2)	(2.008.725)	(1.521.339)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(651.766)	(1.265.221)
Gastos financieros activados	2.566.472	1.695.408
Otros costos financieros	(3.003.731)	(3.598.797)
Resultado por unidades de reajuste (*)	290.378	595.371
Diferencias de cambio (**)	6.143.657	13.345.421
Total Costos Financieros	(32.054.733)	(21.076.428)
Total Resultado Financiero	(16.000.141)	(8.753.868)

(1) Ver nota 22

(2) Ver nota 23

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al	
	30/09/2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 M\$
Otros activos financieros	3.246.433	5.069.000
Otros activos no financieros	-	8.233
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	90.715	542.522
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	769.493	1.364.193
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(3.823.376)	(6.362.232)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	7.113	(26.345)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	290.378	595.371

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	30/09/2017 M\$	Siete meses terminados al 30/09/2016 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.251.713	743.018
Otros activos financieros	10.459.355	536.192
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(784.312)	7.263.198
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	(7.206)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(5.628.573)	5.010.419
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(1.153.441)	(200.200)
Otros pasivos no financieros	(1.085)	-
Total Diferencias de Cambio	6.143.657	13.345.421

32. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

32.1 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 sus filiales 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 y transmisión es conducido en Chile por nuestras filiales Enel Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., Central Eólica Canela S.A. y Gasatagama Chile S.A.

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.

32.2 Generación y Distribución

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
	30/09/2017 M \$	31/12/2016 M \$	30/09/2017 M \$	31/12/2016 M \$	30/09/2017 M \$	31/12/2016 M \$	30/09/2017 M \$	31/12/2016 M \$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	497.825.213	543.372.955	234.209.890	245.122.733	124.703.783	78.031.249	856.738.886	866.526.937
Efectivo y equivalentes al efectivo	112.056.872	114.486.479	6.010.474	23.378.615	154.020.032	108.134.098	272.087.378	245.999.192
Otros activos financieros corrientes	3.907.637	487.106	61.908	47.517	41.919	49.621	4.011.464	584.244
Otros activos no financieros, corriente	5.061.338	4.409.288	3.639.261	11.091.061	314.278	331.137	9.014.877	15.831.486
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	236.428.510	260.440.086	199.658.350	180.290.279	3.510.698	4.341.491	439.597.558	445.071.856
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	64.361.209	82.727.781	6.461.001	8.895.440	(40.665.278)	(38.764.837)	30.156.932	52.858.384
Inventarios corrientes	28.381.222	33.390.799	2.511.799	1.878.072	5.889.114	2.270.725	36.782.135	37.539.596
Activos por impuestos corrientes, corriente	47.628.425	34.438.408	15.867.097	19.541.749	1.593.020	1.669.014	65.088.542	55.649.171
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	12.993.008	-	-	-	-	-	12.993.008
ACTIVOS NO CORRIENTES	2.890.337.840	2.856.309.537	858.972.229	829.203.115	848.230.690	846.671.423	4.597.540.759	4.532.184.075
Otros activos financieros no corrientes	33.557.728	28.802.569	29.326	24.973	-	-	33.587.054	28.827.542
Otros activos no financieros no corrientes	14.132.054	12.318.444	583.714	10.19.050	-	(1.342)	14.715.768	13.336.152
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	872.398	6.788.437	33.436.959	24.978.209	1.126.623	1.733.459	35.435.980	33.500.105
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	18.188.198	18.738.198	-	60.325	-	(60.325)	18.188.198	18.738.198
Activos intangibles distintos de la plusvalía	17.710.527	19.266.874	26.316.987	25.430.420	(269.172)	(226.544)	43.758.342	44.470.750
Plusvalía	24.860.356	24.860.356	2.240.478	2.240.478	860.156.821	860.156.821	887.257.655	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	2.762.003.697	2.726.838.536	795.721.769	774.999.730	(24.419.852)	(25.709.632)	3.533.305.614	3.476.128.634
Propiedad de inversión	-	-	-	-	8.362.388	8.128.522	8.362.388	8.128.522
Activos por impuestos diferidos	19.012.882	18.696.123	642.996	449.930	3.273.882	2.650.464	22.929.760	21.796.517
TOTAL ACTIVOS	3.388.163.053	3.399.682.492	1.093.182.119	1.074.325.848	972.934.473	924.702.672	5.454.279.645	5.398.711.012

La columna de eliminaciones corresponde a 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	
	30/09/2017 M \$	31/12/2016 M \$	30/09/2017 M \$	31/12/2016 M \$	30/09/2017 M \$	31/12/2016 M \$	30/09/2017 M \$	31/12/2016 M \$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	383.494.107	555.777.465	338.704.222	259.684.837	(152.080.459)	(58.215.655)	570.117.870	757.246.647
Otros pasivos financieros corrientes	25.132.735	25.696.064	14	102	-	-	25.132.749	25.696.166
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	25.192.846	34.108.664	150.808.196	15.149.875	23.294.149	68.866.744	426.025.191	561.505.283
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	54.923.327	12.101.039	175.732.800	96.520.909	(175.661.059)	(127.110.019)	54.995.068	90.428.929
Otras provisiones corrientes	5.092.481	6.493.428	104	104	286.451	-	5.379.036	6.493.532
Pasivos por impuestos corrientes	46.422.718	6.145.940	137.043	13.855	-	27.620	46.559.761	61.599.415
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	23.330	12.026.065	11.999.992	-	-	12.026.065	11.523.322
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.070.304.498	1.114.144.775	58.225.535	106.283.505	7.439.625	(4.195.557)	1.135.969.658	1.178.470.723
Otros pasivos financieros no corrientes	812.210.548	854.016.751	-	-	-	-	812.210.548	854.016.751
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	813.675	1.453.022	27.177	30.091	-	-	840.852	1.483.113
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	25.1527	-	50.000.180	-	(50.000.180)	-	25.1527
Otras provisiones no corrientes	59.670.739	57.325.914	8.433.980	5.780.994	-	-	68.104.719	63.106.908
Pasivo por impuestos diferidos	182.807.985	185.277.004	21.206.111	20.502.853	(6.544.753)	(6.415.063)	197.469.343	199.364.794
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	14.801.551	15.820.557	28.250.267	29.655.884	13.984.378	14.457.686	57.036.196	59.934.127
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	308.000	313.503	-	-	308.000	313.503
PATRIMONIO NETO	1.934.364.448	1.729.760.252	696.252.362	708.357.506	1.117.575.307	1.024.875.884	3.748.192.117	3.462.993.642
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.934.364.448	1.729.760.252	696.252.362	708.357.506	1.117.575.307	1.024.875.884	2.967.070.893	2.763.391.288
Capital emitido	552.777.321	552.777.321	230.137.980	230.137.980	1.446.193.674	1.446.193.674	2.229.108.975	2.229.108.975
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.375.025.726	1.199.429.221	782.413.795	794.856.204	(402.462.902)	(424.910.134)	1.754.976.619	1.569.375.291
Primas de emisión	85.511.492	85.511.492	354.220	354.220	(85.865.712)	(85.865.712)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(78.950.091)	(107.957.782)	(316.653.633)	(316.990.898)	159.710.247	89.458.056	(107.014.701)	(1035.092.978)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	781.121.224	699.602.354
Total Patrimonio Neto y Pasivos	3.388.163.053	3.399.682.492	1.093.182.119	1.074.325.848	972.934.473	924.702.672	5.454.279.645	5.398.711.012

La columna de eliminaciones corresponde a 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	
	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016
	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$
ESTADO DE RESULTADOS								
INGRESOS	1.169.784.969	1.008.342.414	1.006.911.828	784.232.310	(326.861.525)	(259.141.199)	1.849.835.272	1.533.433.525
Ingresos de actividades ordinarias	1.158.691.069	1.001.473.093	1.003.748.377	781.997.095	(326.119.447)	(259.476.711)	1.836.319.999	1.523.993.477
Ventas de energía	1.070.583.600	899.820.073	901.566.558	699.509.991	(281.022.767)	(225.756.085)	1.690.717.391	1.373.214.979
Otras ventas	54.772.886	63.062.411	8.892.093	4.370.071	5.579	-	63.670.558	67.432.482
Otras prestaciones de servicios	33.334.583	38.590.609	93.699.726	78.476.033	(45.102.259)	(33.720.626)	81.932.050	83.346.016
Otros ingresos	11.093.900	6.869.321	3.163.451	2.235.215	(742.078)	335.512	13.562.723	9.440.048
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(706.972.352)	(569.448.275)	(800.085.866)	(618.545.045)	333.023.824	263.629.446	(1.174.034.394)	(924.363.874)
Compras de energía	(253.386.861)	(208.855.992)	(711.639.702)	(556.048.148)	288.849.375	227.589.628	(676.177.188)	(537.314.512)
Consumo de combustible	(259.857.273)	(217.636.163)	-	-	-	-	(259.857.273)	(217.636.163)
Gastos de transporte	(111.739.920)	(110.438.683)	(47.193.747)	(38.260.781)	42.072.770	34.391.340	(16.860.897)	(14.308.124)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(81.988.298)	(32.517.437)	(41.252.417)	(24.236.161)	2.101.679	1.648.478	(121.939.036)	(55.105.075)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	462.812.617	438.894.139	206.825.962	165.687.265	6.162.299	4.488.247	675.800.878	609.069.651
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.328.963	4.824.626	5.133.423	3.691.786	-	-	9.462.386	8.516.412
Gastos por beneficios a los empleados	(41.006.268)	(34.854.698)	(30.190.333)	(20.974.763)	(20.836.104)	(19.323.920)	(92.032.705)	(75.153.381)
Otros gastos, por naturaleza	(54.250.315)	(79.899.537)	(41.468.894)	(32.905.997)	6.617.554	1.784.985	(89.515.655)	(10.320.549)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	371.884.997	329.664.530	140.300.158	115.498.291	(8.506.251)	(13.050.688)	503.678.904	432.112.133
Gasto por depreciación y amortización	(87.720.941)	(77.847.607)	(26.692.410)	(17.611.695)	107.1281	712.044	(103.396.070)	(94.747.258)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	55.494	-	(5.573.110)	(4.096.879)	-	-	(5.517.616)	(4.096.879)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	284.219.550	251.816.923	108.034.638	93.789.717	(7.488.970)	(12.338.644)	384.765.218	333.267.996
RESULTADO FINANCIERO	(26.631.616)	(18.327.435)	4.803.269	4.968.144	5.828.206	4.605.423	(16.000.141)	(8.753.868)
Ingresos financieros	4.153.473	1.105.986	9.522.286	8.937.522	2.378.833	2.279.052	16.054.592	12.322.560
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	2.170.221	1.102.829	1.494.341	1.055.028	2.324.941	945.707	5.989.503	3.103.564
Otros ingresos financieros	1.983.252	3.167	8.027.945	7.882.494	53.892	1.333.345	10.065.089	9.218.996
Costos financieros	(37.104.210)	(33.213.959)	(4.892.303)	(4.241.569)	3.507.745	2.438.308	(38.488.768)	(35.017.220)
Préstamos bancarios	(89)	(1.501.498)	(9.154)	(421)	(25)	-	(9.368)	(1,501,919)
Obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas	(32.242.197)	(25,601,713)	-	-	-	-	(32,242,197)	(25,601,713)
Otros	(4,861,824)	(6,110,748)	(4,883,149)	(4,241,148)	3,507,770	2,438,308	(6,237,203)	(7,913,588)
Resultados por Unidades de Reajuste	(17,553)	277,907	299,525	306,728	8,406	10,736	290,378	595,371
Diferencias de cambio	6,336,674	13,502,631	(126,239)	(34,537)	(66,778)	(122,673)	6,143,657	13,345,421
Positivas	17,136,719	22,740,063	47,642	63,081	64,280	63,773	17,338,641	22,966,917
Negativas	(10,800,045)	(9,237,432)	(73,881)	(197,616)	(221,058)	(186,446)	(11,194,984)	(9,621,496)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	(1,461,191)	5,551,476	-	-	-	-	(1,461,191)	5,551,476
Otras ganancias (pérdidas)	109,706,597	121,438,796	157,458	-	(5,110)	-	109,858,945	121,438,796
Resultado de Otras Inversiones	105,462,479	121,405,252	4,026	-	(5,110)	-	105,461,395	121,405,252
Resultados en Ventas de Activos	4,244,118	33,544	63,432	-	-	-	4,397,550	33,544
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	365.833.340	360.479.760	112.995.365	98.757.861	(1.665.874)	(7.733.221)	477.162.831	451.504.400
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(91,111,898)	(72,937,428)	(27,222,835)	(19,966,142)	1,273,395	7,508,359	(117,061,338)	(85,395,211)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	274.721.442	287.542.332	85.772.530	78.791.719	(392.479)	(224.862)	360.101.493	366.109.189
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	274.721.442	287.542.332	85.772.530	78.791.719	(392.479)	(224.862)	360.101.493	366.109.189
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	274.721.442	287.542.332	85.772.530	78.791.719	(392.479)	(224.862)	360.101.493	366.109.189
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	247.566.294	248.356.110
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	112.535.199	117.753.079
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO								
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	307,882,387	168,179,528	105,878,987	106,256,049	(16,701,635)	(14,915,581)	397,059,739	262,943,996
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(32,625,914)	59,410,028	(56,583,649)	(43,887,344)	13,160,584	19,765,435	(76,048,979)	35,288,119
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(279,686,271)	(191,444,478)	(66,639,201)	(77,749,437)	49,546,207	32,449,159	(296,779,265)	(236,744,756)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre entidades consolidadas de diferentes líneas de negocio, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

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

33.1 Garantías directas

Al 30 de septiembre de 2017, Enel Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$16.482.610.301 (M\$ 18.694.023.941 al 31 de diciembre de 2016).

33.2 Garantías Indirectas

Tipo	Nombre del contrato	Fecha de término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente de la Obligación			Liberación de garantías					
				Nombre	Relación		Tipo	Valor Contable		Moneda	30/09/2017	31/12/2016	2017	Activos	2018	Activos	2019	Activos
								Moneda	Valor									
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	33.329	33.449						

* 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.

33.3 Litigios y arbitrajes

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

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

2. Mediante ORD N° 5705, de fecha 23.05.2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) formuló cargos en contra de GasAtacama Chile, por la entrega de información supuestamente errónea al CDEC-SING, respecto a los parámetros de Mínimo Técnico (MT) y Tiempo Medio de Operación (TMO) durante el periodo comprendido entre el 1° de enero de 2011 y el 29 de octubre de 2015. En Su contra, GasAtacama Chile presentó sus descargos, los cuales mediante Resolución SEC N° 014606, notificada con fecha 04.08.2016, fueron rechazados, cursando una multa por 120.000 UTM. No conformes con la resolución SEC que aplica la multa en referencia, la compañía interpuso recurso de reposición fundado ante la misma Superintendencia, el cual fue rechazado por la Superintendencia, mediante Resolución N° 15908, de fecha 02.11.2016, confirmando la totalidad de la multa impuesta. En contra de la antedicha resolución, la compañía dedujo reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, consignando para ello el 25% de la multa. A la fecha el citado reclamo de ilegalidad se encuentra pendiente de vista y resolución por parte de la Corte de Apelaciones de Santiago. La calificación de contingencia de pérdida de este asunto es probable.
3. Mediante Resolución Exenta la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 17.729 Unidades Tributarias Mensuales, por haber excedido los valores máximos permitidos por la normativa vigente, en los índices por los alimentadores que individualiza, lo que constituiría un incumplimiento de los estándares de calidad de suministro que establece la ley y la reglamentación vigentes. Con fecha 08 de enero de 2016 se interpuso un Recurso de Reposición contra la referida Resolución Exenta, el que fue rechazado. Con fecha 19 de mayo de 2016 se interpuso Recurso de Reclamación ante la Illtma. Corte de Apelaciones de Santiago (Rol 5499-2016). El 08 de Junio de 2016 la Corte ofició a la SEC a fin de que informe respecto al recurso deducido, el cual fue evacuado por dicha institución con fecha 24 de Junio de 2016. El 01.07.2016 la causa quedó "en relación". Con fecha 07.07.2016 nuestra parte acompañó documentos y solicitó la apertura de un término probatorio. El 12.07.2016 el tribunal tuvo por acompañados los documentos, y respecto al término probatorio, pasó los antecedentes para la sala tramitadora para su conocimiento y resolución; finalmente, el 29.07.2016 la Corte no dio lugar a la apertura de un término probatorio. El 08.08.2016 se dio lugar a la "vista de la causa" y, quedando la misma en acuerdo y, con fecha 06.09.2016, se notificó la sentencia definitiva, la cual rechazó en todas sus partes la Reclamación deducida, manteniendo la multa impuesta por la SEC. Con fecha 16.09.2016 presentamos Recurso de Apelación en contra de la sentencia antes citada, a lo cual el tribunal se pronunció con fecha 26.09.2016, estableciendo que se diera cuenta del Recurso por el relator designado. El 03.10.2016 la ICA tuvo por interpuesto el Recurso de Apelación presentado por nuestra parte, y ordenó elevar los autos ante la Excma. Corte Suprema. El 13.10.2016 la causa ingresó a la Excma. Corte Suprema, y el 14.10.2016 la misma quedó "en relación". El 14.11.2016 se dio lugar a la vista de la causa, quedando la misma en acuerdo ante la Tercera Sala de la Excma. Corte Suprema, donde se designó para la redacción del fallo a la abogada integrante señora Leonor Etcheberry C. El 20.06.2017 la Corte Suprema dictó fallo, en el cual resolvió confirmar la sentencia de la ICA de Santiago, que mantuvo el monto de la multa interpuesta por la SEC (17.729 UTM). El 04.07.2017 la Corte de Apelaciones dictó el cúmplase de la sentencia. Proceso Terminado.

4. 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 \$600.000.000.- (\$200.000.000.- 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 24.02.16 se solicitó el abandono del procedimiento y el desarchivo de la causa. El 02.03.16 el tribunal ordenó el desarchivo, estando pendiente pronunciarse sobre el abandono del procedimiento. Con fecha 10.06.16 se tiene por desarchivada la causa y se da traslado al incidente de abandono del procedimiento, el cual se mantiene suspendido a la espera que se resuelva respecto del mismo. Con fecha 24.02.16, 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.

5. 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 Enel Distribución Chile S.A. y su contratista Sociedad de Servicios Personales para el Área Eléctrica Limitada, sean condenadas solidariamente al pago de la suma total de \$2.000.000.000.- (\$1.000.000.000.- para la primera y \$500.000.000.- 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. Se opusieron excepciones dilatorias, las que aún no son resueltas por el tribunal, y se está a la espera de que la demanda sea legalmente notificada a la codemandada la indicada Sociedad de Servicios Personales para el Área Eléctrica Limitada. Con fecha 04/07/2016 se solicita al tribunal resolver respecto de la excepción dilatoria pendiente (ineptitud del libelo), formulada por Enel Distribución Chile S.A. en presentación de 06/11/2014. El 13/09/2016 las demandadas presentaron dúplicas. El 25/10/2016 citó a las partes a Comparendo de Conciliación, el cual tuvo lugar el 05/12/2016, sin que se materializara acuerdo. Con fecha 27 de enero de 2017 se recibe la causa a prueba. Terminado el término probatorio, con fecha 27 de Junio de 2017, el Tribunal tiene por presentadas las observaciones a la prueba. El 12.09.17 se cita a las partes a oír sentencia, presentándose por parte de las demandadas recurso de reposición en contra de esta resolución, la que está pendiente de resolución.

6. 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 \$878.226.570.- (\$28.226.570 por lucro cesante, y \$850.000.000 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 Dx en su calidad de mandante de Azeta. Está terminado el periodo de discusión. Con fecha 22.09.17 se lleva a cabo la audiencia de conciliación, la cual no se produce.

7. 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 Rocio 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 \$704.860.006.- (\$264.860.006 por lucro cesante y \$440.000.000 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. Enel Distribución Chile S.A. presenta excepciones dilatorias el 18.08.17, evacuándose el traslado por la demandante el 29 del mismo mes, estando pendiente de resolución.

La Gerencia considera que las provisiones registradas en el Estado de Situación Financiera Consolidados Intermedio adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

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

33.4 Restricciones financieras

Al 30 de septiembre de 2017, Enel Chile, a nivel individual, no tenía obligaciones de deuda y por lo tanto no estaba afectada por ningún covenant financiero o eventos de incumplimiento. Sin embargo, diversos contratos de deuda de nuestras subsidiarias, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Generación Chile contienen cláusulas de cross default. La línea de crédito bajo ley chilena, que Enel Generación Chile suscribió en marzo de 2016, 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 otra deuda de Enel Generación Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora de la otra deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de periodos 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 2017, esta línea de crédito no se encontraba desembolsada.

En los bonos de Enel Generación Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados "Yankee Bonds", el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de 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\$ 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 exigirlos 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 2017, el monto adeudado por los Yankee Bonds totaliza M\$ 454.128.378.

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 2017, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M\$ 329.858.203.

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 2017, 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 2017, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Enel Generación Chile fue de \$ 1.906.242 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 2017, la relación mencionada fue de 10,60.
- 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 2017, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 0,8 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 septiembre de 2017, 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 2017, 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 2017, el ratio Deuda/EBITDA fue de 1,52.

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

Para Enel Generación Chile, al 30 de septiembre de 2017, el covenant financiero más restrictivo 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 2017 y al 31 de diciembre de 2016, 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.

33.5 Otras informaciones

Enel Distribución Chile S.A.

- Durante la noche del pasado 16 de junio, un temporal de lluvia y viento afectó a la región metropolitana. Este frente de mal tiempo ocasionó caídas de árboles y ganchos, voladuras de techumbres, caídas de avisos publicitarios y otros objetos sobre las redes eléctricas, afectando el suministro de nuestros clientes.

Producto de los efectos que tuvo el temporal, se aplicaron automáticamente las compensaciones establecidas por la ley cuando las interrupciones de suministro superan las 20 horas en un año móvil, reflejándose en las cuentas en el mes siguiente o subsiguiente de acuerdo a los ciclos de facturación.

Además, la Compañía entregó una bonificación adicional y extraordinaria a todos los clientes residenciales que superaron las 24 horas sin suministro, a los cuales se les abono en los procesos de facturación con un tope de \$25.000, equivalente al consumo promedio de un cliente (240kWh/mes). La rebaja en la facturación de esta bonificación adicional ascendió a M\$590.796, gasto que ha sido reconocido en los presentes estados financieros consolidados intermedios.

Con fecha 23 de Junio de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) formuló cargos a Enel Distribución Chile S.A., por posibles incumplimientos a la normativa vigente. Con fecha 18 de Julio de 2017, la Compañía contestó los descargos ante la referida autoridad, y a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios se ha recibido la resolución Exenta N°19.939 de fecha 11 de agosto de 2017, que aplicó una multa de 70.000 Unidades Tributarias Mensuales. El 23.08.17 se interpuso Recurso de Reposición.

- Durante la noche del pasado 15 de julio, una nevazón extraordinaria afectó a la región metropolitana, este frente de mal tiempo ocasionó caídas de árboles y ganchos, caídas de avisos publicitarios y otros objetos sobre las redes eléctricas, afectando el suministro de nuestros cliente.

Todos aquellos clientes que se vieron afectados por interrupciones de suministro durante la nevazón, posterior a las 20:00 horas del domingo 16 de julio, verán en su boleta de octubre la glosa "Descuento por temporal de nieve de julio", el cual detalla el monto aplicado según corresponda cada caso.

La bonificación extraordinaria la cual es independiente de las compensaciones establecidas por ley, que operan en forma automática y que ya fueron pagadas regirá para todos los clientes residenciales que continuaban sin suministro el domingo 16 de julio a las 20:00 horas. A quienes cumplan esta condición, se les abonará el consumo del mes de mayo, con un máximo de \$25.000 (equivalente al consumo de un cliente promedio de la compañía), por cada noche sin suministro.

La estimación de esta bonificación adicional asciende a M\$1.294.531, gasto que se ha reconocido en los presentes estados financieros consolidados intermedios.

A la fecha de publicación de los presentes estados financieros consolidados intermedios la Compañía no ha recibido por esta nevazón sanciones por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén, en el que participa nuestra entidad consolidada 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 Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (en adelante “Hidroaysén”) en el año 2008.

Enel Generación Chile ha 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, dada la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén, ya que depende tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no se está en condiciones de prever, por lo cual la inversión no se encuentra 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 S.A. por un monto de MM\$69.066 (aproximadamente US\$121 millones).

34. DOTACION

La dotación de Enel Chile al 30 de septiembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

País	30/09/2017				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	62	1.693	199	1.954	1.950
Argentina	-	23	2	25	25
Total	62	1.716	201	1.979	1.975

País	31/12/2016				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	62	1.709	213	1.984	1.988
Argentina	-	24	2	26	27
Total	62	1.733	215	2.010	2.015

35. SANCIONES

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

Filiales

1.- Enel Generación Chile S.A.

Al 30 de septiembre de 2017 se encuentran pendientes de resolución los reclamos judiciales en contra de las Resoluciones de la Seremi de Salud del Biobío N° 2658, que impuso una multa de 500 UTM, por supuestas infracciones relacionadas con el retiro de asbesto aprobado por la autoridad sanitaria. Se encuentra pendiente.

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

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

2.- GasAtacama Chile S.A.

Al 30 de septiembre de 2017 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles sancionó a Gasatagama por un monto de 400 UTM, equivalentes a \$18.491.600 suma que se encuentra pendiente de pago.

A la fecha se encuentra pendiente el reclamo de ilegalidad interpuesto por GAT en contra de la resolución SEC N° 15908, de fecha 02.11.2016 CELTA, que cursa multa por un monto de 120.000 UTM, equivalentes a \$5.541.960.000.- Esta sanción se encuentra actualmente reclamada ante la Corte de Apelaciones de Santiago

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

3.- Enel Distribución Chile S.A.

Al 30 de Septiembre de 2017 se encuentra pendiente de resolverse 2 reposiciones en contra de Resoluciones SEC que imponen una multa de 35.611 Unidades Tributarias Mensuales, por haber excedido los valores máximos permitidos por la normativa vigente en los índices por los alimentadores que individualiza y la otra que aplica una multa de 70.000 Unidades Tributarias Mensuales, con motivo de la demora en la reposición del suministro asociado al frente de mal tiempo del día 16 de junio de 2017. La cuantía total de estas 2 multas en discusión es la suma de 105.611 Unidades Tributarias Mensuales, lo que equivale a \$4.931.294.423

Enel Chile y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros ni por otras autoridades administrativas.



36. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales al 30 de septiembre de 2017 y siete meses terminados al 30 de septiembre de 2016, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30/09/2017						Siete meses terminados al 30/09/2016
				M \$						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	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	3.263
Enel distribución Chile S.A.	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES AT	Esta actividad contempla el mantenimiento de la franja de servidumbre de líneas 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	-
	GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	Mantenimiento arborización de SSEE y retiro de maleza, escombros y basura, perímetro exterior.	En proceso	141.394	-	141.394	18.644	29/12/2017	160.038	90.79
		Considera todo trabajo de carácter ambiental que se realiza dentro y fuera de las SSEE, como fumigación, colocación y/o reparación de cebos para roedores, reparación sistema de riego, retiro de desechos, inspecciones ambientales, mantenimiento de jardines.	Terminado	46.771	-	46.771	-	30/09/2017	46.771	-
	MEJORAS EN LA RED M T/BT	Reemplazo de red tradicional por calpe protegido, concéntrico, otros.	En proceso	1.869.079	1.869.079	-	1.360.904	31/12/2017	3.229.983	39.883
	PERMISOS AMBIENTALES	Línea base para Estudio de Impacto Ambiental, cumplimiento RCA y normativo, preparación de informes y permisos sectoriales.	En proceso	21.607	21.607	-	34.811	31/12/2017	56.418	1.319
	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES M T/BT	Poda de arboles en cercanía de la red de media y baja tensión.	En proceso	1.061.486	-	1.061.486	2.509.459	31/12/2017	3.570.945	-
	CONTROL DE RUIDOS	Medición de ruido y campos electromagnéticos en subestación, líneas y otras instalaciones.	En proceso	786	-	786	-	31/12/2017	786	-
	RETIRO DE ASBESTO DESDE CABLES SUBTERRÁNEOS	Retiro de cinta ignífuga con asbesto desde la red subterránea M.T.	En proceso	112.710	112.710	-	37.290	20/12/2017	150.000	-
	ARBORIZACIONES DE SUBESTACIONES Y LÍNEAS AT	Planes de manejo forestal, reforestaciones, construcción y mantenimiento de fajas arborizadas en subestación.	En proceso	136.316	136.316	-	20.390	29/12/2017	156.706	43.885
Gas Atacama Chile	MONITOREO AMBIENTAL	Monitoreo Ambiental Cto. con SK Ecología, operación y mantenimiento CEMS	En proceso	1.320.598	-	1.320.598	-	-	1.320.598	-
	NORMALIZACIÓN CEMS	Normalización bodegas, gestión ambiental	En proceso	368.912	368.912	-	-	-	368.912	-
Eolica Canela	GASTOS MEDIOAMBIENTALES EN CC.EE.	Análisis y monitoreo calidad aguas e Hgerización 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 mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorológica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validación Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocinéticas, 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	323.051
	GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	520.313	-	520.313	-	-	520.313	33.377
	GASTOS AMBIENTALES CC.HH	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H)	En proceso	126.361	-	126.361	-	-	126.361	75.709
	C.H. Ralco	Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Maipú	En proceso	71.281	-	71.281	-	-	71.281	-
	C.T. Tal Tal	Abatimiento Nox Taltal: Ingeniería, Obras Civiles y permisos	En proceso	3.056.117	3.056.117	-	-	-	3.056.117	2.016.710
	C.H. El Toro	Retiro Residuos Domesticos e Industriales	En proceso	1.142.550	1.142.550	-	-	-	1.142.550	310.846
Total				10.916.046	6.758.465	4.157.581	3.981.498		14.897.544	2.938.762



Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Siete meses terminados al 30/09/2016					
				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	3.263	-	3.263	-	-	3.263
CELTA	Estudios, monitoreos y disposición de residuos	Higienización, tratamiento de residuos, sist.de gestión y control de plagas	Terminado	26.154	-	26.154	-	-	26.154
	Estudios, monitoreos y análisis de laboratorio	Retiro y disposición final de residuos sólidos en C. Térmicas	En proceso	145.698	-	145.698	-	-	145.698
EOLICA CANELA	Planta ZLD (estudios)	Planta ZLD (estudios)	Terminado	4.490	4.490	-	-	-	4.490
	Gastos Medioambientales en CC.EE.	Análisis y monitoreo calidad aguas e Higienización Canela	En proceso	90.719	-	90.719	-	-	90.719
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Bocamina U1-2: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorológica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 año, Validación Anual CEM S, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocinéticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEM S,	En proceso	323.051	-	323.051	-	-	323.051
	GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	33.377	-	33.377	-	-	33.377
	GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	75.709	-	75.709	-	-	75.709
	C.H. Ralco	Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Máipú	En proceso	2.016.710	2.016.710	-	-	-	2.016.710
	C.T. Tal Tal	Abatimiento Nox Taltal: Ingeniería, Obras Civiles y permisos	En proceso	310.846	310.846	-	-	-	310.846
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	36.683	-	36.683	3.200	31/10/2016	39.883
	GESTIÓN DE RESPEL	Considera los costos por el retiro y tratamiento de Residuos Peligrosos (destino final) generados en actividades de Mantenimiento Redes AT.	En proceso	519	-	519	800	31/12/2016	1.319
	GESTIÓN DE RESSOL	Esta actividad contempla el despeje y poda de las redes de distribución MT/BT cercanos a las redes de distribución	En proceso	408.229	-	408.229	78.722	31/12/2016	486.951
	GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	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	19.191	-	19.191	12.305	31/12/2016	31.496
	MEJORAS EN LA RED M T/BT	Space CAB y Preensamblado	En proceso	150.863	150.863	-	1.293.173	31/12/2016	1.444.036
		Monitoreo de Fauna comprometido en RCA línea 220 kv	En proceso	8.338	8.338	-	2.884	31/12/2016	11.222
	PERMISOS AMBIENTALES	Pagos corresponden a compromisos ambientales en la RCA que autorizo ambientalmente el proyecto: Mediciones de ruido y permisos sectoriales para el almacenamiento de residuos.	Terminado	43.885	43.885	-	-	31/12/2016	43.885
	Permisos ambientales linea Lo Espejo - Ochagavia	Tramitación Permisos Ambientales Sectoriales, Línea-Lo Espejo -Ochagavia, tramo Tap Cisterna	Terminado	989.249	989.249	-	-	30/06/2016	989.249
	CONTROL DE RUIDOS	Esta actividad contempla el mantenimiento de la franja de servidumbre de una línea de alta tensión entre 34,5 y 500 kV.	Terminado	513	-	513	-	00/01/1900	513
		Mediciones de ruido en subestaciones: Sta. Raquel, La Reina, Cisterna y Sta. Marta	En proceso	9.759	9.759	-	-	31/12/2016	9.759
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES M T/BT	El servicio consiste en la mantención de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de chilectra.	En proceso	36.888	-	36.888	13.192	31/12/2016	50.080	
Total				4.734.134	3.534.140	1.199.994	1.404.276		6.138.410



37. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ENTIDADES CONSOLIDADAS

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales entidades consolidadas al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera.

Estados financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	30/09/2017											
									Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total	
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Grupo Enel Distribución Chile S.A.	Consolidado	234.209.890	858.972.230	1.093.182.120	338.704.222	58.225.536	696.252.362	1.093.182.120	1.006.911.828	(800.085.865)	206.825.963	140.300.160	108.034.641	4.803.271	112.995.664	(27.222.835)	-	85.772.827	1.171.482	86.944.309
Grupo Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	8.307.075	-	8.307.075	(740.385)	(784.149)	1.253.765	469.616	(207.579)	-	262.037	-	262.037
Enel Generación Chile S.A.	separado	436.350.631	2.571.926.118	3.008.276.749	431.037.313	939.634.063	1.637.605.373	3.008.276.749	1.183.216.630	(885.570.397)	297.646.233	225.526.195	166.642.481	(27.633.806)	348.722.699	(60.940.438)	-	287.782.260	34.629.062	322.411.322
Enel Distribución Chile S.A.	separado	230.384.215	853.931.054	1.084.315.269	343.078.088	57.784.765	683.452.416	1.084.315.269	1.004.460.950	(799.208.273)	205.252.677	139.680.123	108.400.193	3.958.549	112.571.820	(28.008.900)	-	84.562.919	-	84.562.919
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	18.191.531	188.368.306	206.559.837	28.818.448	48.694.547	129.246.842	206.559.837	110.519.336	(32.176.677)	78.342.659	74.425.103	68.875.001	(405.079)	68.514.923	(17.397.415)	-	51.117.508	-	51.117.508
Grupo Enel Generación Chile S.A.	Consolidado	497.825.213	2.890.337.840	3.388.163.053	383.494.107	1.070.304.498	1.934.364.448	3.388.163.053	1.169.784.969	(706.972.352)	462.812.617	371.884.997	284.219.550	(26.631.616)	365.833.340	(91.111.898)	-	274.721.442	32.567.373	307.288.815
Grupo Gas Atacama Chile S.A.	Consolidado	186.153.216	639.351.510	825.504.726	66.708.511	83.157.038	675.639.177	825.504.726	243.870.011	(149.315.271)	94.554.739	72.154.811	45.958.951	1.407.269	51.980.361	(11.520.247)	-	40.460.113	(1.739.595)	38.720.518

Estados financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	31/12/2016												
									Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total		
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Grupo Enel Distribución Chile S.A.	Consolidado	245.122.732	829.203.115	1.074.325.847	259.684.836	106.283.505	708.357.506	1.074.325.847	1.315.760.851	(1.042.329.385)	273.431.466	192.134.608	156.594.125	8.579.317	165.174.429	(32.589.362)	-	8.914.398	141.499.466	(21.284.665)	120.214.801
Grupo Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Consolidado	57.558.313	11.654.352	69.212.665	6.711.190	1.466.867	61.034.608	69.212.665	10.983.012	-	10.983.012	(674.755)	(736.519)	2.565.301	1.828.782	(107.413)	-	1.721.370	-	1.721.370	
Enel Generación Chile S.A.	separado	457.044.171	2.508.609.028	2.965.653.199	496.301.633	977.323.551	1.492.028.015	2.965.653.199	1.549.029.123	(1.061.866.497)	487.162.626	344.396.037	233.410.403	(42.070.476)	537.155.788	(55.804.663)	-	481.351.125	65.717.064	547.068.189	
Enel Distribución Chile S.A.	separado	242.347.341	824.506.724	1.066.854.065	238.235.939	105.850.528	722.767.598	1.312.875.574	(1.041.091.282)	271.784.291	191.517.478	156.944.302	7.685.016	164.629.318	(33.449.937)	-	-	131.179.381	(2.301.876)	128.877.505	
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	35.730.340	193.496.141	229.226.481	43.012.321	50.044.060	136.170.100	229.226.481	155.568.982	(23.529.449)	132.039.534	125.454.246	116.789.055	24.333	116.813.388	(28.202.602)	-	88.610.786	-	88.610.786	
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	219.980.554	(139.960.874)	80.019.680	62.455.761	36.937.980	(2.519.836)	51.585.349	10.396.319	-	-	61.981.668	(824.812)	61.056.856	
Grupo Enel Generación Chile S.A.	Consolidado	543.372.956	2.856.309.537	3.399.682.493	555.777.465	1.114.144.776	1.729.760.252	3.399.682.493	1.659.727.329	(895.060.113)	764.667.215	594.772.233	431.386.321	(36.678.633)	525.076.864	(83.216.935)	-	521.432.374	(86.682.199)	434.750.175	
Grupo Gas Atacama Chile S.A.	Consolidado	194.264.349	663.665.991	857.930.340	86.380.336	89.573.088	681.976.916	857.930.340	173.489.754	(87.098.923)	86.390.831	67.795.883	45.426.269	6.453.677	53.666.618	(10.337.536)	-	43.329.082	(1.779.413)	41.549.669	

38. HECHOS POSTERIORES

ENEL CHILE S.A.

En el marco del proceso de reorganización societaria descrito en nota 1.2, posterior al 30 de septiembre de 2017 la sociedad ha emitido los siguientes hechos esenciales:

- Con fecha 13 de octubre de 2017 se informó con carácter de hecho esencial que Enel Chile S.A. (en adelante “Enel Chile” o la “Compañía”), tomó conocimiento de la respuesta remitida por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) mediante el oficio N° 27.562 de 13 de octubre de 2017, a la consulta reservada ingresada por la Compañía con esta misma fecha.

El Directorio de Enel Chile analizará la respuesta recibida en una próxima sesión y comunicará debidamente a la SVS y al mercado en general, mediante hecho esencial, los impactos de la misma en el diseño de la operación cuyo esquema fue informado mediante hecho esencial de fecha 25 de agosto de 2017.

- Con fecha 24 de octubre de 2017 se informó con carácter de hecho esencial que Enel Chile S.A. (en adelante “Enel Chile” o la “Compañía”), tomó conocimiento de la respuesta remitida por la Superintendencia de pensiones mediante el Oficio Ordinario N° 24.211 de fecha 24 de octubre de 2017, a la consulta efectuada por Enel Chile con fecha 26 de septiembre de 2017 (carta Ger. Gen N°022/2017) complementada por consulta de fecha 19 de octubre de 2017 (carta Ger. Gen. N°028/2017). El mencionado oficio ordinario y las consultas a las que da respuesta inciden en la operación cuyo esquema fue informado mediante hecho esencial de fecha 25 de agosto de 2017.

El Directorio de Enel Chile analizará la respuesta recibida en una próxima sesión.

- Con fecha 26 de octubre se informó con carácter de hecho esencial que el Directorio de Enel Chile S.A. (en adelante, “Enel Chile” o la “Compañía”), en sesión ordinaria celebrada con esta misma fecha, procedió al examen del Oficio Ordinario N° 27.562 de la Superintendencia de Valores y Seguros y del Oficio Ordinario N° 24.211 de la Superintendencia de Pensiones, mediante los cuales cada una de esas autoridades públicas evacuó sus respectivas respuestas a sendas consultas efectuadas por Enel Chile en relación a ciertos aspectos de la operación de reestructuración societaria comunicada al mercado mediante Hecho Esencial de fecha 25 de agosto de 2017.

Copia de dichas respuestas fueron puestas a disposición del mercado mediante Hechos Esenciales de fechas 13 de octubre y 24 de octubre de 2017, las cuales confirmaron que Enel Chile puede incluir, entre los términos y condiciones de la Oferta Pública de Adquisición sobre Acciones emitidas por la filial Enel Generación Chile S.A. (la “OPA”), una condición objetiva para el éxito de la OPA consistente en que la totalidad de los accionistas que adhieran a la misma, destinen una parte del precio en dinero que reciban a adquirir acciones de primera emisión de Enel Chile, imputándose al pago del precio de suscripción de dichas acciones, parte del precio de la OPA.

El Directorio de Enel Chile ha resuelto, por la unanimidad de sus miembros, revisar la estructura de la operación de reorganización en curso, descrita en Hecho Esencial de la Compañía de 25 de agosto de 2017, precisando que la OPA sobre las acciones emitidas por Enel Generación Chile S.A. será pagadera exclusivamente en dinero, pero que la referida OPA contemplará, entre los términos y condiciones para adherir a ella, que los accionistas de Enel Generación Chile S.A. que acepten vender sus acciones en aquélla, destinen una parte del precio en dinero que reciban producto de la OPA a adquirir acciones de primera emisión de Enel Chile, imputándose al pago del precio de suscripción de estas últimas, la parte correspondiente del referido precio de la OPA.

Por último, se comunica que, en la referida sesión de Directorio, dicho órgano societario ha procedido al examen del pre-informe evacuado por el perito independiente, señor Óscar Molina, del pre-informe, emitido por el evaluador independiente designado por el Directorio, Larraín Vial Servicios Profesionales Limitada, y del pre-informe emitido por el evaluador independiente designado por el Comité de Directores, Econsult Capital, el cual también fue previamente examinado por este último órgano societario. Mediante el presente hecho esencial, se informa que copia de los aludidos pre-informes se encontrarán a disposición de las señaladas Superintendencias y del mercado en general, en el sitio web de la Compañía, www.enelchile.cl

No se tiene conocimiento de otros hechos ocurridos con posterioridad al cierre de estos estados financieros consolidados intermedios, que pudieran afectarlos significativamente en su presentación.



ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL CHILE

Este anexo es parte de la nota 2.4 “Entidades Consolidadas”.

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	%Control al 30/09/2017			%Control al 31/12/2016			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	-	75,00%	75,00%	-	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Peso Chileno	99,08%	0,01%	99,09%	99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso Chileno	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	-	92,65%	92,65%	-	92,65%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Peso Chileno	59,98%	-	59,98%	59,98%	-	59,98%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
78.932.860-9	GasAtacama Chile S.A.	Peso Chileno	2,63%	97,37%	100,00%	2,63%	97,37%	100,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Peso Chileno	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Peso Chileno	-	-	-	99,90%	0,10%	100,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
76.722.488-5	Empresa de Trasmisión Chena S.A.	Peso Chileno	-	100,00%	100,00%	-	-	-	Filial	Chile	Transmisión de energía Eléctrica
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Peso Chileno	57,50%	-	57,50%	-	57,50%	57,50%	Filial	Chile	Inversiones Financieras



ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACION

Incorporación al perímetro de consolidación:

Sociedad	% Participación				% Participación			
	30/09/2017				31/12/2016			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Empresa de Trasmisión Chena S.A.		100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Participación				% Participación			
	30/09/2017				31/12/2016			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Gasoducto TalTal S.A.	-	-	-	Integración global	-	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A.	-	-	-	Integración global	-	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A.	-	-	-	Integración global	-	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Quintero S.A.	-	-	-	Puesta en equivalencia	-	20,00%	20,00%	Puesta en equivalencia
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	-	-	-	Integración global	3,78%	96,21%	99,99%	Integración global
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	-	-	-	Integración global	-	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama S.A.	-	-	-	Integración global	-	100,00%	100,00%	Integración global
Electrogas (1)	-	42,50%	42,50%	Puesta en equivalencia	-	-	-	Puesta en equivalencia

(1) Ver nota 5.



ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

Este anexo es parte de la nota 3.i “Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación”.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	%Participación al 30/09/2017			%Participación al 31/12/2016			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	42,50%	42,50%	Asociada	Chile	Sociedad de Cartera
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Dólar	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
76.041.891-9	Aysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
76.091.595-5	Aysén Energia S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

(1) Ver nota 5.



ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA

Este anexo forma parte de Nota 18. “Otros pasivos financieros”.

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

a) Préstamos bancarios

1. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente						
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2017 M\$	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2017 M\$	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2016 M\$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2016 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\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años 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\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	Ch\$	6,00%	84	-	84	-	-	-	-	-	-	4.283	-	4.283	-	-	-	-	-	-	-
			84	-	84	-	-	-	-	-	-	4.283	-	4.283	-	-	-	-	-	-	-



2. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa	Nombre Empresa	País Empresa	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	30 de septiembre de 2017									31 de diciembre de 2016																
						Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente													
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente								
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Banco de Crédito e Inversiones	Ch\$	6,00%	14	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102	-	102	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Banco de Crédito e Inversiones	US\$	6,00%	70	-	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.048	-	2.048	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Banco Santander	Ch\$	6,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.133	-	2.133	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales						84	-	84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.283	-	4.283	-	-	-	-	-	-	-	-

b) Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					Corriente		No Corriente								
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2017	Vencimiento				Total No Corriente al 30/09/2017	Vencimiento		Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2016			
			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	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\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	US\$	6,90%	7.036.172	21.108.516	28.144.688	28.144.689	28.144.689	28.144.689	28.144.689	596.529.107	709.107.863	7.264.786	21.794.359	29.059.145	29.059.146	29.059.146	29.059.146	29.059.146	29.059.146	641.348.382	757.584.966
Chile	U.F.	5,48%	8.365.130	19.404.211	27.769.341	39.195.726	49.462.789	47.444.109	45.425.428	272.249.365	453.777.417	6.466.160	24.665.200	31.131.360	30.632.431	53.611.843	51.316.337	49.020.830	305.390.728	946.739.110	1.247.557.135
			15.401.302	40.512.727	55.914.029	67.340.415	77.607.478	75.588.798	73.570.117	868.778.472	1.162.885.280	13.730.946	46.459.559	60.190.505	59.691.577	82.670.989	80.375.483	78.079.976	946.739.110	1.247.557.135	



2. Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	30 de septiembre de 2017											31 de diciembre de 2016										
							Corriente			No Corriente								Corriente			No Corriente							
							Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente 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	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,88%	2.745.432	8.236.297	10.981.729	10.981.730	10.981.730	10.981.730	10.981.730	179.578.001	223.504.921	2.832.647	8.497.942	11.330.589	11.330.590	11.330.590	11.330.590	11.330.590	196.227.387	241.549.747				
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,33%	876.365	2.629.095	3.505.460	3.505.460	3.505.460	3.505.460	3.505.460	90.049.250	104.071.090	903.234	2.709.703	3.612.937	3.612.937	3.612.937	3.612.937	3.612.937	93.701.216	108.152.964				
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,13%	557.105	1.671.315	2.228.420	2.228.420	2.228.420	2.228.420	54.143.439	63.057.119	574.765	1.724.294	2.299.059	2.299.059	2.299.059	2.299.059	2.299.059	2.299.059	56.341.806	65.538.042				
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,25%	2.857.270	8.571.809	11.429.079	11.429.079	11.429.079	11.429.079	272.758.417	318.474.733	2.954.140	8.862.420	11.816.560	11.816.560	11.816.560	11.816.560	11.816.560	11.816.560	295.077.973	342.344.213				
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	6,20%	4.114.283	6.651.671	10.765.954	10.293.036	9.820.118	9.347.200	8.874.282	47.386.946	85.721.582	1.525.571	9.843.433	11.369.004	10.870.075	10.371.146	9.872.218	9.373.289	52.887.199	93.373.927				
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,75%	4.250.847	12.752.540	17.003.387	28.902.690	39.642.671	38.096.909	36.551.146	224.862.419	368.055.835	4.940.589	14.821.767	19.762.356	19.762.356	43.240.697	41.444.119	39.647.541	252.503.529	396.598.242				
Totales							15.401.302	40.512.727	55.914.029	67.340.415	77.607.478	75.588.798	73.570.117	868.778.472	1.162.885.280	13.730.946	46.459.559	60.190.505	59.691.577	82.670.989	80.375.483	78.079.976	946.739.110	1.247.557.135				

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

1. 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 de septiembre de 2017							31 de diciembre de 2016										
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente							
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente 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%	701.439	2.102.553	2.803.992	2.799.109	2.793.909	2.788.371	2.782.474	5.323.959	16.487.822	734.006	2.200.827	2.934.833	2.931.533	2.928.019	2.924.276	2.920.289	7.777.314	19.481.431
Totales								701.439	2.102.553	2.803.992	2.799.109	2.793.909	2.788.371	2.782.474	5.323.959	16.487.822	734.006	2.200.827	2.934.833	2.931.533	2.928.019	2.924.276	2.920.289	7.777.314	19.481.431

ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

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

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

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda extranjera	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo		272.087.378	245.999.192
	Dólares	4.380.072	5.198.139
	Peso Argentino	6.324.844	4.807.406
	\$ no reajustables	261.382.462	235.993.647
Otros activos financieros corrientes		4.011.464	584.244
	Dólares	1.119.750	422.705
	\$ no reajustables	2.891.714	132.468
	U.F.	-	29.071
Otros activos no financieros corriente		9.014.877	15.831.486
	Dólares	1.526.313	65.138
	Peso Argentino	81.835	57.145
	\$ no reajustables	7.406.729	15.709.203
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		439.597.558	445.071.856
	Dólares	11.229.295	-
	Peso Argentino	1.083.916	931.882
	\$ no reajustables	426.151.864	443.032.735
	U.F.	1.132.483	1.107.239
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corriente		30.156.932	52.858.384
	Dólares	1.328.635	16.780.275
	Euros	1.156.028	424.692
	Reales	-	36.276
	Pesos Colombianos	-	1.627.495
	Soles	-	15.192
	\$ no reajustables	27.672.269	33.974.454
Inventarios corrientes		36.782.135	37.539.596
	\$ no reajustables	36.782.135	37.539.596
Activos por impuestos corrientes		65.088.542	55.649.171
	Peso Argentino	154.695	302.528
	\$ no reajustables	64.933.847	55.346.643
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-	12.993.008
	\$ no reajustables	-	12.993.008
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		856.738.886	866.526.937

ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda extranjera	30/09/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Otros activos financieros no corrientes		33.587.054	28.827.542
	Dólares	27.213.602	26.185.923
	\$ no reajustables	6.373.452	2.641.619
Otros activos no financieros no corrientes		14.715.768	13.336.152
	Dólares	406.680	-
	Peso Argentino	379.009	303.837
	\$ no reajustables	13.584.130	12.241.662
	U.F.	345.949	790.653
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		35.435.980	33.500.105
	Peso Argentino	76.196	27.567
	\$ no reajustables	24.525.543	21.948.173
	U.F.	10.834.241	11.524.365
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		18.188.198	18.738.198
	Dólares	3.929.245	3.982.934
	Peso Argentino	68.173	91.335
	\$ no reajustables	14.190.780	14.663.929
Activos intangibles distintos de la plusvalía		43.758.342	44.470.750
	Peso Argentino	253.893	194.529
	\$ no reajustables	43.504.449	44.276.221
Plusvalía		887.257.655	887.257.655
	\$ no reajustables	887.257.655	887.257.655
Propiedades, Planta y Equipo		3.533.305.614	3.476.128.634
	Peso Argentino	15.599.306	16.039.114
	\$ no reajustables	3.517.706.308	3.460.089.520
Propiedad de inversión		8.362.388	8.128.522
	\$ no reajustables	8.362.388	8.128.522
Activos por impuestos diferidos		22.929.760	21.796.517
	\$ no reajustables	22.929.760	21.796.517
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		4.597.540.759	4.532.184.075
TOTAL ACTIVOS		5.454.279.645	5.398.711.012

PASIVOS CORRIENTES	Moneda extranjera	30/09/2017	30/09/2017	31/12/2016	31/12/2016
		Hasta 90 días M\$	91 días a 1 año M\$	Hasta 90 días M\$	91 días a 1 año M\$
Otros pasivos financieros corrientes		8.679.114	16.453.635	15.021.428	10.674.738
	Dólares	455.945	13.681.329	15.017.154	3.793.737
	\$ no reajustables	84	-	4.274	-
	U.F.	8.223.085	2.772.306	-	6.881.001
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes		426.025.191	-	561.505.283	-
	Dólares	4.908.357	-	9.463.287	-
	Euros	1.749.972	-	1.384.882	-
	Peso Argentino	774.784	-	970.255	-
	\$ no reajustables	418.592.078	-	549.686.859	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		54.995.068	-	90.428.929	-
	Dólares	512.030	-	4.936.256	-
	Euros	11.499.947	-	841.934	-
	Pesos Colombianos	-	-	5.461	-
	Soles	-	-	2.239	-
	\$ no reajustables	42.983.091	-	84.643.039	-
Otras provisiones corrientes		3.194.879	2.184.157	6.493.532	-
	Peso Argentino	18.027	-	20.859	-
	\$ no reajustables	3.176.852	2.184.157	6.472.673	-
Pasivos por impuestos corrientes		704.366	45.855.395	7.966.008	53.633.407
	Peso Argentino	116.352	-	-	-
	\$ no reajustables	588.014	45.855.395	7.966.008	53.633.407
Otros pasivos no financieros corrientes		-	12.026.065	23.330	11.499.992
	\$ no reajustables	-	12.026.065	23.330	11.499.992
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		493.598.618	76.519.252	681.438.510	75.808.137

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda extranjera	30/09/2017	30/09/2017	31/12/2016	31/12/2016
		de 13 meses a 5 años M\$	mas de 5 años M\$	de 13 meses a 5 años M\$	mas de 5 años M\$
Otros pasivos financieros no corrientes		63.933.877	748.276.671	83.294.443	770.722.308
	Dólares	41.755.429	451.592.308	61.372.923	475.084.614
	U.F.	22.178.448	296.684.363	21.921.520	295.637.694
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes		840.852	-	1.483.113	-
	Euros	-	-	29.952	-
	Peso Argentino	339.947	-	887.668	-
	\$ no reajustables	500.905	-	565.493	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes		-	-	251.527	-
	\$ no reajustables	-	-	251.527	-
Otras provisiones no corrientes		14.531.997	53.572.722	17.912.846	45.194.062
	\$ no reajustables	14.531.997	53.572.722	17.912.846	45.194.062
Pasivo por impuestos diferidos		65.136.298	132.333.045	66.412.315	132.952.479
	Peso Argentino	4.383.181	-	3.751.112	-
	\$ no reajustables	60.753.117	132.333.045	62.661.203	132.952.479
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		3.420.920	53.615.276	3.683.376	56.250.751
	\$ no reajustables	3.420.920	53.486.439	3.683.376	56.250.751
	U.F.	-	128.837	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes		308.000	-	313.503	-
	\$ no reajustables	308.000	-	313.503	-
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		148.171.944	987.797.714	173.351.123	1.005.119.600
TOTAL PASIVOS		641.770.562	1.064.316.966	854.789.633	1.080.927.737



ANEXO N°6 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											
	30/09/2017											
	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	311.253.756	33.674.028	14.181.759	4.853.555	4.156.994	2.280.958	2.551.307	2.433.283	1.726.427	54.265.046	431.377.113	1.866.617
Provisión de deterioro	(89.272)	(231.071)	(214.092)	(201.785)	(223.478)	(177.184)	(203.571)	(913.222)	(132.108)	(32.625.878)	(35.011.661)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	43.232.106	-	-	-	-	-	-	-	-	8.506.009	51.738.115	33.569.363
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.506.009)	(8.506.009)	-
Total	354.396.590	33.442.957	13.967.667	4.651.770	3.933.516	2.103.774	2.347.736	1.520.061	1.594.319	21.639.168	439.597.558	35.435.980

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al											
	31/12/2016											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	280.408.709	34.119.100	14.480.516	4.262.852	2.265.532	5.983.874	2.940.939	2.126.283	4.246.731	63.349.580	414.184.116	8.369.878
Provisión de deterioro	(157.009)	(221.810)	(212.406)	(168.457)	(109.571)	(110.910)	(174.725)	(766.217)	(103.001)	(29.672.710)	(31.696.816)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	62.584.556	-	-	-	-	-	-	-	-	7.765.064	70.349.620	25.130.227
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.765.064)	(7.765.064)	-
Total	342.836.256	33.897.290	14.268.110	4.094.395	2.155.961	5.872.964	2.766.214	1.360.066	4.143.730	33.676.870	445.071.856	33.500.105



- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 30/09/2017						Saldo al 31/12/2016					
	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	1.249.996	308.078.744	55.627	5.041.629	1.305.623	313.120.373	1.157.940	281.705.071	60.278	5.850.339	1.218.218	287.555.410
Entre 1 y 30 días	375.933	30.103.105	21.465	3.570.923	397.398	33.674.028	414.617	30.167.962	22.459	3.951.138	437.076	34.119.100
Entre 31 y 60 días	95.771	12.213.201	8.083	1.968.558	103.854	14.181.759	107.539	12.724.070	8.312	1.756.446	115.851	14.480.516
Entre 61 y 90 días	18.831	4.200.352	2.640	653.203	21.471	4.853.555	18.344	3.813.933	2.128	448.919	20.472	4.262.852
Entre 91 y 120 días	10.165	3.685.885	1.598	471.109	11.763	4.156.994	8.987	1.978.892	1.049	286.640	10.036	2.265.532
Entre 121 y 150 días	6.560	1.935.741	1.057	345.217	7.617	2.280.958	5.866	5.753.020	656	230.854	6.522	5.983.874
Entre 151 y 180 días	5.234	2.182.957	644	368.350	5.878	2.551.307	4.671	2.415.755	442	525.184	5.113	2.940.939
Entre 181 y 210 días	16.787	2.136.409	361	296.874	17.148	2.433.283	20.001	2.016.444	275	109.839	20.276	2.126.283
Entre 211 y 250 días	4.110	1.629.454	272	96.973	4.382	1.726.427	3.535	4.163.062	217	83.669	3.752	4.246.731
Superior a 251 días	125.121	48.334.528	5.317	5.930.518	130.438	54.265.046	123.301	60.447.048	3.613	4.125.709	126.914	64.572.757
Total	1.908.508	414.500.376	97.064	18.743.354	2.005.572	433.243.730	1.864.801	405.185.257	99.429	17.368.737	1.964.230	422.553.994

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30/09/2017		Saldo al Siete meses terminados al 30/09/2016	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
	Documentos por cobrar protestados	1.916	260.628	1.993
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	2.747	6.317.581	4.061	7.969.151
Total	4.663	6.578.209	6.054	8.352.942

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

c) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30/09/2017	Siete meses terminados al 30/09/2016
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	6.289.647	4.704.961
Provisión cartera repactada	(772.031)	(608.082)
Total	5.517.616	4.096.879

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30/09/2017		Siete meses terminados al 30/09/2016	
	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	12.687	41.108	14.406	1.938.677
Monto de las operaciones	2.015.802	5.517.616	1.837.356	4.096.879



ANEXO N°6.1 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												
	30/09/2017												
	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 \$	M \$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	199.562.523	686.175	220.830	449.010	572.137	266.894	10.137	10.950	55.377	3.762.909	155.731	205.752.673	76.196
- Grandes Clientes	199.516.739	686.175	220.830	449.010	572.137	266.894	10.137	10.950	55.377	3.762.909	155.731	205.706.889	76.196
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	45.784	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.784	-
Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1103.086)	(155.731)	(1.258.817)	-
Servicios no facturados	151.725.400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151.725.400	-
Servicios facturados	47.837.123	686.175	220.830	449.010	572.137	266.894	10.137	10.950	55.377	3.762.909	155.731	54.027.273	76.196
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	111.691.233	32.987.853	13.960.929	4.404.545	3.584.857	2.014.064	2.541.170	2.422.333	1.671.050	5.293.059	45.053.347	225.624.440	1.790.421
- Clientes Masivos	92.566.183	24.469.401	9.605.241	2.707.354	1.803.749	1.008.440	878.764	1.129.657	427.985	1.670.885	25.782.837	162.050.496	1.764.003
- Grandes Clientes	17.154.568	7.406.080	2.549.863	744.238	1.305.010	396.212	404.871	45.351	1.188.785	2.453.203	12.360.856	46.009.037	3.364
- Clientes Institucionales	1.970.482	1.112.372	1.805.825	952.953	476.098	609.412	1.257.535	1.247.325	54.280	1.168.971	6.909.654	17.564.907	23.054
Provisión Deterioro	(89.272)	(231.071)	(214.092)	(201.785)	(223.478)	(177.184)	(203.571)	(913.222)	(132.108)	(879.339)	(30.487.722)	(33.752.844)	-
Servicios no facturados	75.862.069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75.862.069	-
Servicios facturados	35.829.164	32.987.853	13.960.929	4.404.545	3.584.857	2.014.064	2.541.170	2.422.333	1.671.050	5.293.059	45.053.347	149.762.371	1.790.421
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	311.253.756	33.674.028	14.181.759	4.853.555	4.156.994	2.280.958	2.551.307	2.433.283	1.726.427	9.055.968	45.209.078	431.377.113	1.866.617
Total Provisión Deterioro	(89.272)	(231.071)	(214.092)	(201.785)	(223.478)	(177.184)	(203.571)	(913.222)	(132.108)	(1.982.425)	(30.643.453)	(35.011.661)	-
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	311.164.484	33.442.957	13.967.667	4.651.770	3.933.516	2.103.774	2.347.736	1.520.061	1.594.319	7.073.543	14.565.625	396.365.452	1.866.617



Deudores comerciales	Saldo al												Total Corriente	Total No Corriente
	31/12/2016													
	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	M \$		
M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	179.498.353	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.268	10.508.696	214.479.116	5.751.509	
- Grandes Clientes	179.482.501	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.268	10.508.696	214.463.264	5.723.942	
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Otros	15.852	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.852	27.567	
Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(134.310)	-	(134.310)	-	
Servicios no facturados	125.367.509	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125.367.509	3.308.454	
Servicios facturados	54.130.844	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.268	10.508.696	89.111.607	2.443.055	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	100.910.356	31.348.518	13.315.339	3.489.350	1.365.439	882.757	2.927.330	1.572.297	652.998	2.667.650	40.572.966	199.705.000	2.618.369	
- Clientes Masivos	74.735.718	23.318.881	9.558.288	1.981.025	862.071	615.659	534.796	779.941	347.398	1.202.738	23.490.230	137.426.745	2.164.930	
- Grandes Clientes	23.586.354	6.566.919	2.148.243	1.231.708	209.825	172.851	1.174.012	46.128	2.424	766.851	10.154.924	46.060.239	34.602	
- Clientes Institucionales	2.588.284	1.462.718	1.608.808	276.617	293.543	94.247	1218.522	746.228	303.176	698.061	6.927.812	16.218.016	418.837	
Provisión Deterioro	(157.009)	(221.810)	(212.406)	(168.457)	(109.571)	(110.910)	(174.725)	(766.217)	(103.001)	(614.954)	(27.743.446)	(30.382.506)	-	
Servicios no facturados	61.742.593	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61.742.593	149.508	
Servicios facturados	39.167.763	31.348.518	13.315.339	3.489.350	1.365.439	882.757	2.927.330	1.572.297	652.998	2.667.650	40.572.966	137.962.407	2.465.400	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	280.408.709	34.119.100	14.480.516	4.262.852	2.265.532	5.983.874	2.940.939	2.126.283	4.246.731	12.267.918	51.081.662	414.184.116	8.369.878	
Total Provisión Deterioro	(157.009)	(221.810)	(212.406)	(168.457)	(109.571)	(110.910)	(174.725)	(766.217)	(103.001)	(1.929.264)	(27.743.446)	(31.696.816)	-	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	280.251.700	33.897.290	14.268.110	4.094.395	2.155.961	5.872.964	2.766.214	1.360.066	4.143.730	10.338.654	23.338.216	382.487.300	8.369.878	

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											
	30/09/2017											
	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	Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente
M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	199.562.523	686.175	220.830	449.010	572.137	266.894	10.137	10.950	55.377	3.918.640	205.752.673	364.599
- Grandes Clientes	199.516.739	686.175	220.830	449.010	572.137	266.894	10.137	10.950	55.377	3.918.640	205.706.889	361.235
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.364
- Otros	45.784	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.784	-
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	108.075.426	29.416.930	11.992.371	3.751.342	3.113.748	1.668.847	2.172.820	2.125.459	1.574.077	44.415.888	208.306.908	364.599
- Clientes Masivos	89.006.306	21.307.402	8.103.425	2.054.151	1.332.640	663.223	645.086	998.675	331.012	21.632.502	146.074.422	361.235
- Grandes Clientes	17.154.568	7.371.377	2.276.564	744.238	1.305.010	396.212	404.871	45.351	1.188.785	14.729.494	45.616.470	3.364
- Clientes Institucionales	1.914.552	738.151	1.612.382	952.953	476.098	609.412	1.122.863	1.081.433	54.280	8.053.892	16.616.016	-
Cartera repactada	3.615.807	3.570.923	1.968.558	653.203	471.109	345.217	368.350	296.874	96.973	5.930.518	17.317.532	1.425.822
- Clientes Masivos	3.559.877	3.161.999	1.501.815	653.203	471.109	345.217	233.678	130.982	96.973	5.821.220	15.976.073	1.402.768
- Grandes Clientes	-	34.703	273.299	-	-	-	-	-	-	84.565	392.567	-
- Clientes Institucionales	55.930	374.221	193.444	-	-	-	134.672	165.892	-	24.733	948.892	23.054
Total cartera bruta	311.253.756	33.674.028	14.181.759	4.853.555	4.156.994	2.280.958	2.551.307	2.433.283	1.726.427	54.265.046	431.377.113	2.155.020



Tipos de cartera	Saldo al											Total cartera bruta	Total cartera bruta No Corriente
	31/12/2016												
	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	M \$		
M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	179.498.353	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	20.108.963	214.479.115	5.751.509	
- Grandes Clientes	179.482.501	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093	5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	20.108.963	214.463.263	5.723.942	
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Otros	15.852	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.852	27.567	
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	96.922.455	27.397.380	11.558.893	3.040.431	1.078.799	651.903	2.402.146	1.462.458	569.329	39.114.907	184.198.701	755.931	
- Clientes Masivos	71.334.454	20.155.266	8.134.561	1.532.106	575.781	410.789	377.710	670.102	265.574	20.582.480	124.038.823	721.329	
- Grandes Clientes	23.376.286	6.499.554	2.148.243	1.231.708	209.825	146.867	1.174.012	46.128	2.424	10.921.775	45.756.822	34.602	
- Clientes Institucionales	2.211.715	742.560	1.276.089	276.617	293.193	94.247	850.424	746.228	301.331	7.610.652	14.403.056	-	
Cartera repactada	3.987.901	3.951.138	1.756.446	448.919	286.640	230.854	525.184	109.839	83.669	4.125.709	15.506.299	1.862.438	
- Clientes Masivos	3.401.264	3.163.614	1.423.727	448.919	286.290	204.870	157.086	109.839	81.824	4.110.488	13.387.921	1.443.601	
- Grandes Clientes	210.068	67.366	-	-	-	25.984	-	-	-	-	303.418	-	
- Clientes Institucionales	376.569	720.158	332.719	-	350	-	368.098	-	1.845	15.221	1814.960	418.837	
Total cartera bruta	280.408.709	34.119.100	14.480.516	4.262.852	2.265.532	5.983.874	2.940.939	2.126.283	4.246.731	63.349.579	414.184.115	8.369.878	



ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

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

BALANCE	30/09/2017		31/12/2016	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
	M \$	M \$	M \$	M \$
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	87.405	213.513	590.636	21.774
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	179.495.783	33.867.115	168.833.728	23.276.222
Total Activo estimado	179.583.188	34.080.628	169.424.364	23.297.996
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	14.325.242	289.908	13.459.812	19.1936
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	112.815.860	36.612.147	85.425.025	42.571.883
Total Pasivo estimado	127.141.102	36.902.055	98.884.837	42.763.819

RESULTADO	30/09/2017		Siete meses terminados al 30/09/2016	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
	M \$	M \$	M \$	M \$
Venta Energía	179.583.188	34.080.628	152.142.177	22.501.150
Compra de Energía	127.141.102	36.902.055	103.994.208	32.645.380



ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	30/09/2017				31/12/2016			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	99.384.486	82.372.530	181.757.016	-	90.386.018	68.377.696	158.763.714
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	99.384.486	82.372.530	181.757.016	-	90.386.018	68.377.696	158.763.714